



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di strategie di gestione di reti complesse di distribuzione di energia elettrica e termica

M. A. Ancona, L. Branchini, F. Melino



ANALISI DI STRATEGIE DI GESTIONE DI RETI COMPLESSE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E TERMICA

M. A. Ancona, L. Branchini, F. Melino (Dipartimento di Ingegneria Industriale – DIN – Università di Bologna)

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

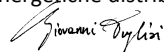
Piano Annuale di Realizzazione 2016

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

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: Ottimizzazione delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale o territoriale


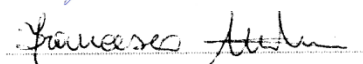
Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Analisi di strategie di gestione di reti complesse di distribuzione di energia elettrica e termica"

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Biagio Di Pietra

Responsabile scientifico DIN – Università di Bologna: Ing. Francesco Melino

Indice

SOMMARIO	5
1 INTRODUZIONE	6
2 LA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA	7
3 ANALISI DEI FABBISOGNI TERMICI DELLE UTENZE	9
3.1 I FABBISOGNI DI POTENZA TERMICA DELLE UTENZE	9
3.2 IMPLEMENTAZIONE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA NEL SOFTWARE IHENA 2.0.....	16
4 ANALISI DEI FABBISOGNI ELETTRICI DELLE UTENZE	21
4.1 FABBISOGNI ELETTRICI DELLE UTENZE RESIDENZIALI	21
4.2 FABBISOGNI ELETTRICI DELLE UTENZE TERZIARIE (SCUOLE)	24
4.3 FABBISOGNI ELETTRICI DELLE UTENZE TERZIARIE (DAY HOSPITAL).....	26
4.4 FABBISOGNI ELETTRICI DELLE UTENZE TERZIARIE (SUPERMERCATO).....	26
4.5 FABBISOGNI ELETTRICI TOTALI.....	27
5 ANALISI DEI FABBISOGNI FRIGORIFERI DELLE UTENZE.....	29
5.1 FABBISOGNI FRIGORIFERI DELLE UTENZE RESIDENZIALI.....	29
5.2 FABBISOGNI FRIGORIFERI DELLE UTENZE TERZIARIE (SCUOLE).....	30
5.3 FABBISOGNI FRIGORIFERI DELLE UTENZE TERZIARIE (DAY HOSPITAL).....	30
5.4 FABBISOGNI FRIGORIFERI DELLE UTENZE TERZIARIE (SUPERMERCATO)	31
5.5 FABBISOGNI FRIGORIFERI TOTALI	32
6 IL SOFTWARE EGO 2.0 (ENERGY GRID OPTIMIZATION).....	33
7 STRATEGIE DI GESTIONE OTTIMIZZATA DI UNA RETE COMPLESSA DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA, TERMICA E FRIGORIFERA	35
7.1 CASO BASE	37
7.2 CASO A.....	40
7.3 CASO B1.....	45
7.4 CASO B2.....	50
7.5 CASO B3.....	55
7.6 CASO C1.....	60
7.7 CASO C2.....	66
7.8 CASO C3.....	73
7.9 CASO C4.....	78
8 VALUTAZIONI ANNUALI ED ECONOMICHE.....	83
8.1 RISULTATI ENERGETICI ANNUALI	83
8.2 CONSIDERAZIONI ED APPROFONDIMENTI	87
9 INTEGRAZIONE DEGLI ALGORITMI DI CALCOLO IDRAULICO ALL'INTERNO DEL SOFTWARE ENSIM DI ENEA PER LA SIMULAZIONE DINAMICA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO.....	94
9.1 DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE IMPLEMENTATE.....	94
9.2 VALIDAZIONE DELLE MODIFICHE EFFETTUATE: SIMULAZIONE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI ARQUATA	99
10 CONCLUSIONI.....	104
11 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	107
12 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	109
13 INDICE DELLE FIGURE	110
14 INDICE DELLE TABELLE	114

15	APPENDICE A – FABBISOGNI DI POTENZA TERMICA PER RISCALDAMENTO ED ACQUA CALDA SANITARIA DELLE UTENZE ALLACCIATE ALLA RETE DI TELERISCALDAMENTO	115
16	APPENDICE B – FABBISOGNI DI POTENZA ELETTRICA DELLE UTENZE ALLACCIATE ALLA RETE DI TELERISCALDAMENTO	132
17	APPENDICE C – FABBISOGNI DI POTENZA FRIGORIFERA DELLE UTENZE ALLACCIATE ALLA RETE DI TELERISCALDAMENTO	148

Sommario

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna, finalizzata all'Analisi di strategie di gestione di reti complesse di distribuzione di energia elettrica e termica.

In particolare, partendo da una rete di teleriscaldamento in assetto tradizionale con una centrale di produzione costituita da un motore primo in assetto cogenerativo più caldaie ausiliarie (soluzione largamente rappresentativa della realtà italiana delle reti di questo tipo), ci si propone di studiare la possibilità di passare ad una rete di produzione e distribuzione di energia elettrica, termica e frigorifera. Tale obiettivo può essere raggiunto integrando i sistemi di produzione esistenti con generatori elettrici e termici da fonte rinnovabile, sistemi di accumulo, macchine frigorifere ad assorbimento o a compressione, pompe di calore, oltre che motori primi in assetto cogenerativo. La conversione della rete esistente deve essere finalizzata a (i) ridurre i consumi di energia primaria di tipo fossile, (ii) massimizzare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili, (iii) annullare (o minimizzare) la dispersione di energia termica al camino e (iv) annullare (o minimizzare) gli scambi di energia elettrica con la rete di distribuzione nazionale.

Più in dettaglio, lo studio svolto è suddiviso in due parti, così come di seguito illustrato.

- **PARTE A:** dedicata alla simulazione ed ottimizzazione di una rete complessa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera. Tale fase è stata condotta mediante l'impiego di due software – realizzati dal Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna – finalizzati rispettivamente alla simulazione di reti di teleriscaldamento (IHENA 2.0) e all'ottimizzazione della distribuzione del carico dei generatori di una rete complessa (EGO 2.0).
- **PARTE B:** in cui è stata svolta l'integrazione dell'algoritmo di Todini-Pilati (già convertito in linguaggio MatLab, durante la precedente annualità) all'interno del codice ENSim precedentemente sviluppato da ENEA in ambiente Simulink. Obiettivo finale di tale fase è quella di ottenere un software – estremamente accurato – finalizzato allo studio del comportamento dinamico di una rete di teleriscaldamento.

1 Introduzione

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna, finalizzata all'Analisi di strategie di gestione di reti complesse di distribuzione di energia elettrica e termica. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2017 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna si riferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2016, per quanto attiene all'Area *"Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici"*; nello specifico, si riferisce al progetto *"D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro"*.

Proseguendo lo studio delle precedenti annualità, i temi sviluppati nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento DIN dell'Università di Bologna, riguardano la possibilità di integrare le reti di teleriscaldamento esistenti all'interno di reti complesse di produzione e distribuzione dell'energia elettrica e termica.

Lo studio presentato rientra nell'ambito della ricerca di soluzioni finalizzate al conseguimento di una maggiore efficienza energetica nonché di una riduzione dei costi di produzione.

La ricerca condotta è pertanto orientata verso la razionalizzazione delle risorse energetiche mediante lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e l'incremento delle efficienze di conversione con il fine ultimo di ridurre le emissioni inquinanti. Quanto proposto è pertanto coerente con gli obiettivi e le linee guida delle politiche energetiche sia per quanto attiene al contesto nazionale che internazionale.

La gestione ottimizzata delle reti di distribuzione dell'energia (smart grid) è una delle priorità della ricerca in ambito energetico. Gran parte dei contributi in questo settore[1-13], è concentrato sull'individuazione di metodi di ricerca dell'ottimo finalizzati allo scheduling e/o alla distribuzione dei carichi dei generatori, sullo sviluppo di nuovi dispositivi di accumulo elettrico e/o termico, sull'integrazione di sistemi di produzione tradizionali con generatori da fonte rinnovabile non programmabile e in generale sulla gestione dei soli flussi elettrici. Risulta invece non ancora esplorata in modo sistematico e completo la gestione ottimizzata contemporanea dei flussi di energia elettrica, termica, frigorifera e del combustibile, così come la possibilità di realizzare le reti complesse di distribuzione dell'energia partendo da reti di teleriscaldamento esistenti.

In ragione di quanto appena osservato, lo studio in oggetto, propone strategie ottimizzate per la gestione di una smart grid a partire da una rete di teleriscaldamento reale di piccole dimensioni. Tale approccio è in linea anche con la diffusione della generazione distribuita con l'obiettivo di porre le basi per la creazione di gruppi di utenze medio/piccoli virtualmente ad "isola". Vantaggio ulteriore delle smart grid è pertanto anche la riduzione delle perdite di energia elettrica dovute alla distribuzione ovvero l'incremento della qualità del servizio elettrico. In questo scenario la rete elettrica nazionale risulta meno congestionata con il vantaggio di poter sfruttare al meglio le diverse risorse impiegate per la produzione elettrica, aumentando le ore equivalenti di funzionamento dei generatori non-programmabili. Inoltre, una gestione ottimizzata della produzione da fonte energetica rinnovabile (FER) non programmabile consentirà di ottenere una riduzione dell'impatto ambientale ovvero delle emissioni inquinanti con conseguente miglioramento della qualità dell'aria. In aggiunta, con l'incremento dello sfruttamento delle FER non programmabili, è plausibile prevedere una riduzione del consumo dei combustibili fossili tradizionali e, come conseguenza, in aggiunta ai benefici di carattere ambientale potranno essere diminuite le importazioni energetiche dall'estero.

Lo studio riportato nel presente documento è in linea con le direttive dell'Unione Europea contenute nel Programma Europeo Horizon 2020, nonché con il concetto di smart city che riguarda la conciliazione e l'armonizzazione di obiettivi quali lo sviluppo di infrastrutture, la sostenibilità ambientale e l'oculato sfruttamento delle risorse naturali allo scopo di incrementare il benessere dei cittadini migliorandone la qualità di vita.

2 La rete di teleriscaldamento di Corticella

La rete di teleriscaldamento oggetto di studio è localizzata a nord della città di Bologna, nel comprensorio urbano di Corticella all'interno del quartiere Navile. Si tratta di una rete medio-piccola che serve 17 utenze (13 di carattere residenziale e 4 di tipo terziario).

In **Figura 1** e **Figura 2** sono rispettivamente riportati la porzione del comprensorio urbano in oggetto ed una panoramica degli edifici serviti, mentre in **Figura 3** e **Tabella 1** si mostrano uno schema semplificato della rete e l'elenco delle utenze allacciate. Maggiori dettagli ed informazioni possono essere reperiti nei report **[14, 15]** relativi agli studi oggetto dei precedenti accordi di collaborazione tra Università di Bologna e ENEA.



Figura 1 – Porzione del comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento **[14, 15]**

Le 17 utenze servite dalla rete di teleriscaldamento ricevono energia sia per il servizio di riscaldamento invernale che per la produzione di acqua calda sanitaria; unica eccezione è rappresentata dal supermercato (ID 17 in **Tabella 1**) a cui viene fornita esclusivamente energia termica per il riscaldamento invernale.

La centrale di produzione è costituita da 4 caldaie, un motore a combustione interna in assetto cogenerativo ed un gruppo di pompaggio. La potenza termica totale a disposizione della centrale è pari a 13'100 kW suddivisa tra le quattro caldaie a giri di fumo (da 2'900 kW termici l'una) ed il cogeneratore che è in grado di fornire circa 1'500 kW termici.

La centrale produce acqua calda a temperature comprese tra gli 80°C ed i 90°C, fornendo un salto di pressione da 4 a 10 bar.

Per ulteriori dettagli relativi alla centrale di produzione e/o alle sottostazioni di scambio termico si può fare riferimento ai precedenti report redatti dagli autori **[14, 15]**.



Figura 2 – Panoramica degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento [14, 15]

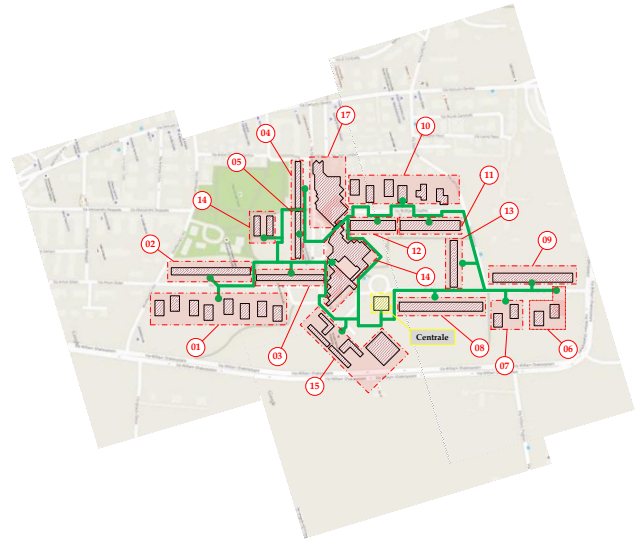


Figura 3 – Schema semplificato della rete di teleriscaldamento di Corticella [14, 15]

Tabella 1 – Elenco delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella [14, 15]

ID	Tipologia Utenza	Utenza servita
1	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15
2	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14
3	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26
4	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17
5	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25
6	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4
7	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8
8	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22
9	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13
10	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11
11	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10
12	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18
13	Residenziale	Condominio di via S. Anna n. 15, 17, 19, 21
14	Terziaria	Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi
15	Terziaria	Scuola elementare e media F. Franchini +palestra
16	Terziaria	Centro Civico - Day Hospital
17	Terziaria	Supermercato Coop - Corticella

3 Analisi dei fabbisogni termici delle utenze

3.1 I fabbisogni di potenza termica delle utenze

La richiesta di potenza termica delle utenze è stata calcolata sulla base delle informazioni disponibili [14, 15] e utilizzando curve adimensionali rappresentative dei fabbisogni di energia termica per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria [16, 17]. In **Tabella 2** si riportano le potenze termiche di picco richieste dalle singole utenze per il riscaldamento invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria. Più in dettaglio:

- Per quanto riguarda le utenze residenziali l'andamento giornaliero dei fabbisogni di riscaldamento invernale e di acqua calda sanitaria (adimensionalizzato rispetto al picco di richiesta) è stato ricavato secondo le curve presentate rispettivamente in **Figura 4** ed in **Figura 5**.
- In **Figura 6** ed in **Figura 7** sono invece rappresentate le curve di carico adimensionali per le utenze 14 e 15, rispettivamente corrispondenti ad una scuola materna e ad una elementare.
- Per l'utenza 16 (centro civico/day hospital) sono state assunte le curve di fabbisogno così come riportato in **Figura 8** ed in **Figura 9**.
- Infine, per quanto riguarda l'utenza 17 (supermercato), è stato considerato il solo fabbisogno per riscaldamento invernale così come presentato in **Figura 10**.

Maggiori informazioni circa la costruzione delle curve di carico termico delle 17 utenze analizzate possono essere trovate in [15].

Tabella 2 – Potenza termica di picco richiesta dalle utenze per riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria [14, 15]

ID	Tipologia Utente	Potenza termica di picco per riscaldamento invernale [kW]	Potenza termica di picco per produzione acqua calda sanitaria [kW]
1	Residenziale	1081	83
2	Residenziale	642	60
3	Residenziale	616	35
4	Residenziale	234	52
5	Residenziale	558	53
6	Residenziale	534	44
7	Residenziale	550	43
8	Residenziale	682	72
9	Residenziale	849	48
10	Residenziale	744	47
11	Residenziale	505	60
12	Residenziale	409	40
13	Residenziale	563	52
14	Terziaria	258	2
15	Terziaria	276	20
16	Terziaria	627	6
17	Terziaria	490	0

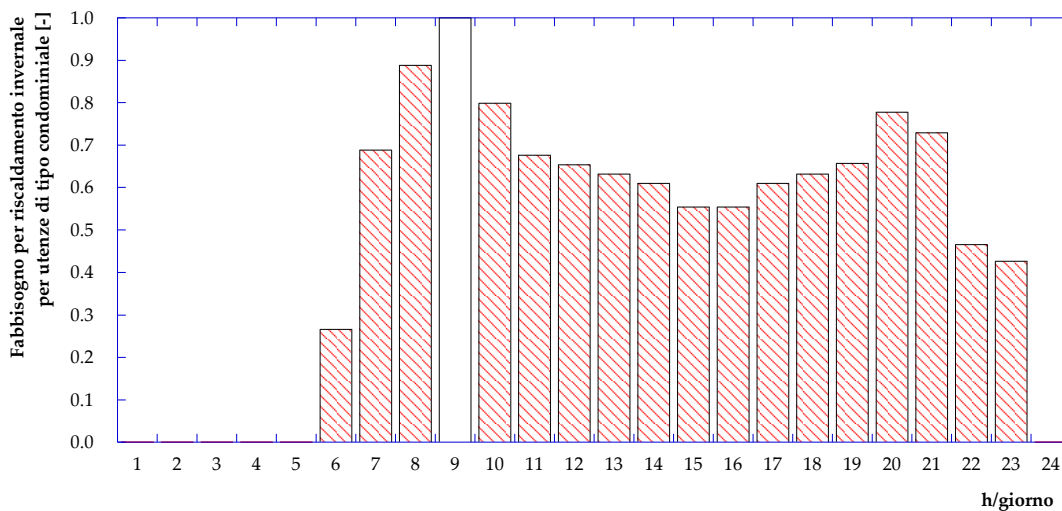


Figura 4 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo condominiale

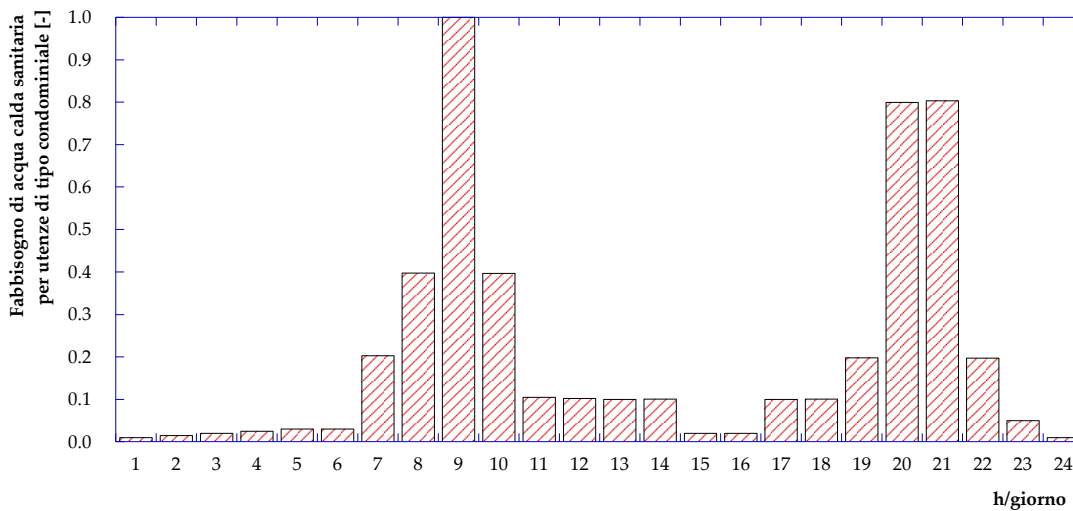


Figura 5 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo condominiale

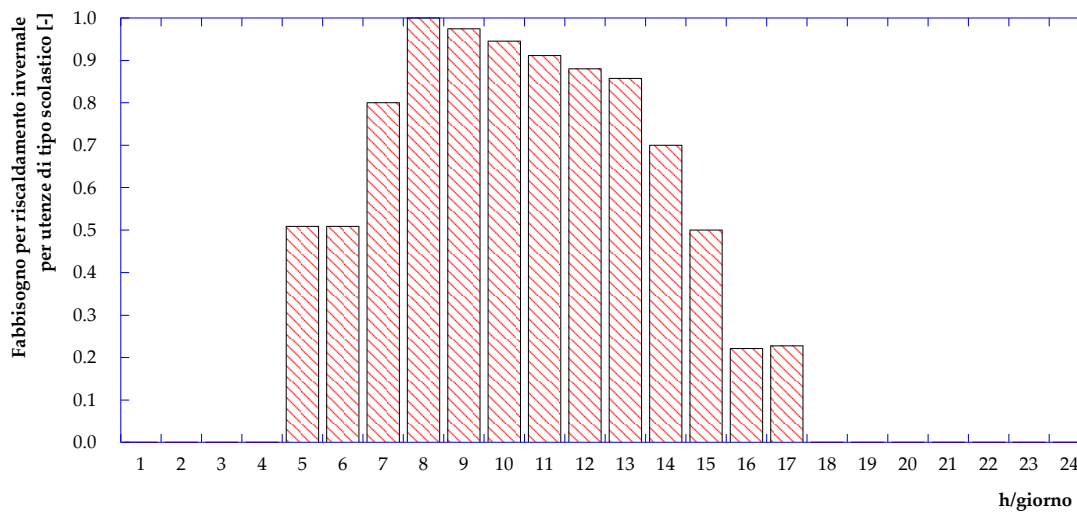


Figura 6 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo scolastico

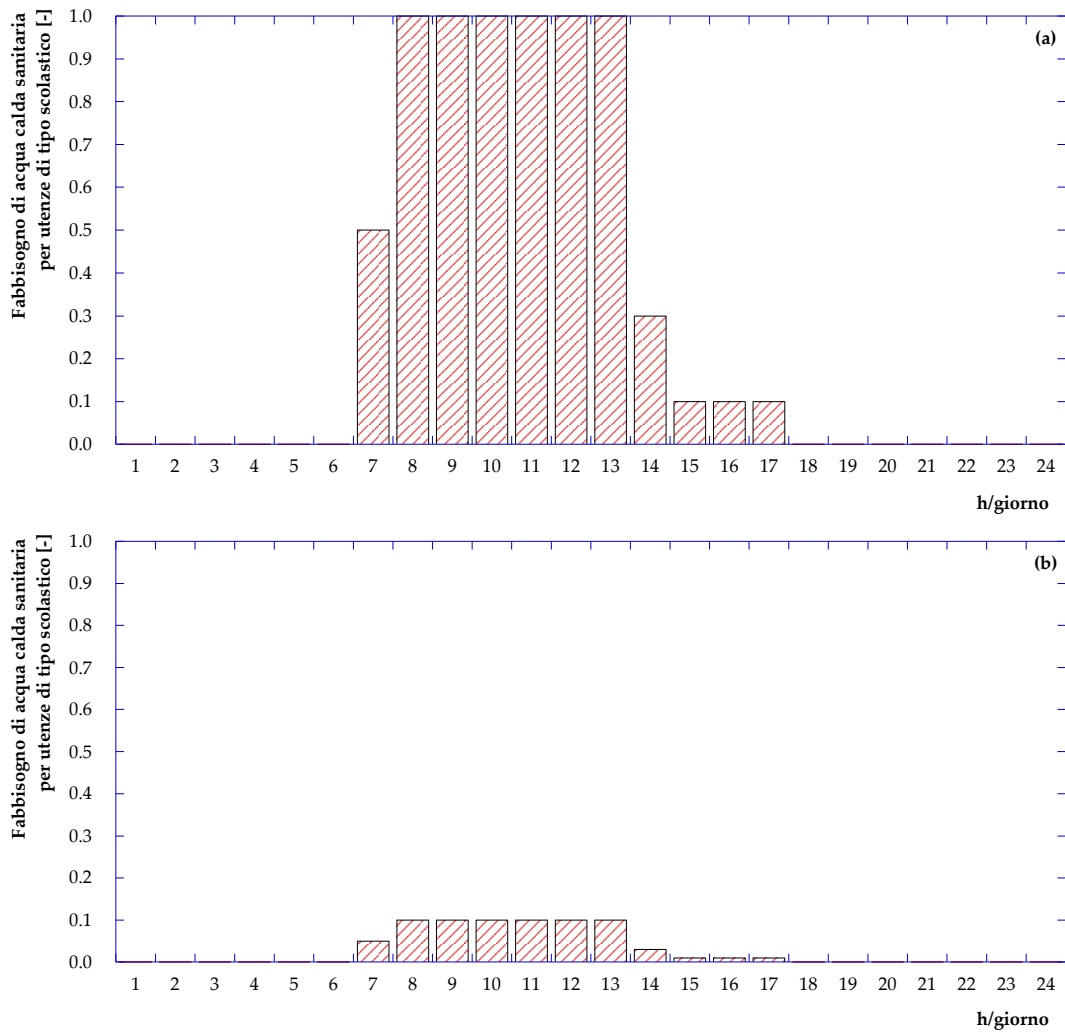


Figura 7 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo scolastico nel giorno tipo (a) invernale e di mezza stagione e (b) estivo

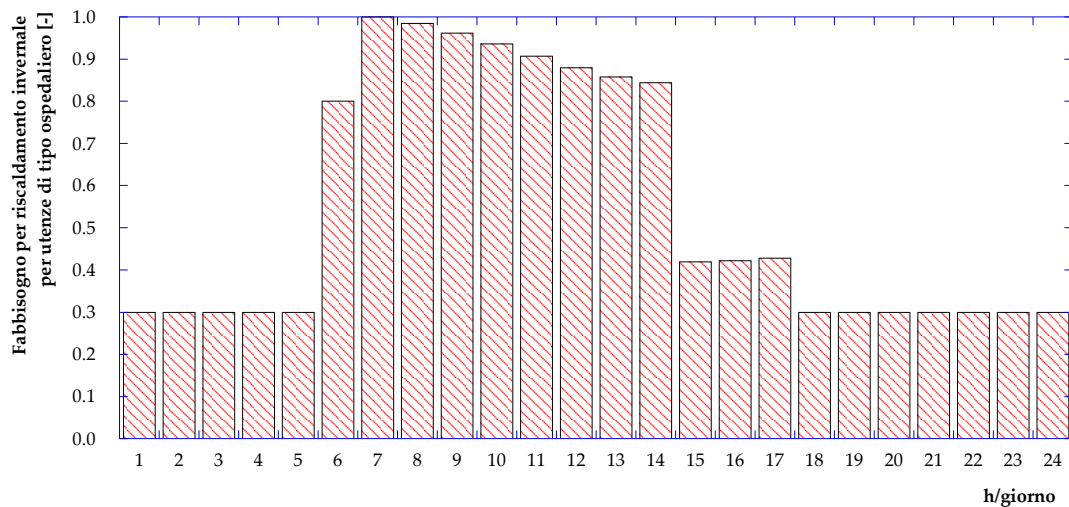


Figura 8 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo ospedaliero

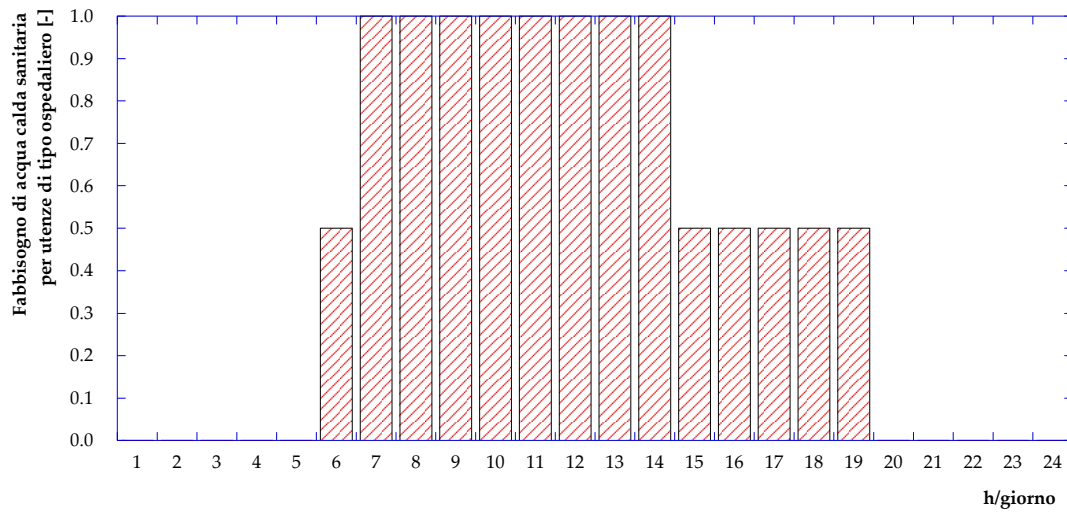


Figura 9 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo ospedaliero

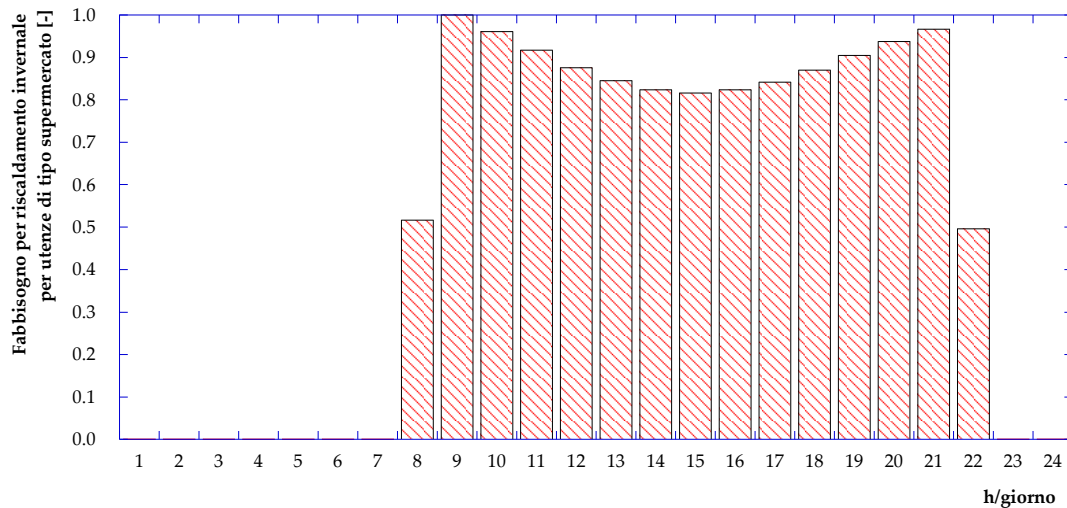


Figura 10 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo supermercato

Gli andamenti adimensionali presentati da **Figura 4** a **Figura 10** consentono, sulla base delle informazioni di **Tabella 2**, di calcolare su base oraria la potenza termica necessaria alle utenze differenziandola per un giorno tipo invernale, un giorno tipo di mezza stagione e un giorno tipo estivo così come presentato in **Figura 11**. In **Tabella 3** si riportano i periodi dell’anno di riferimento per ogni giorno tipo considerato e il di fabbisogno termico ad essi relativo.

Tabella 3 – Giorni tipo

Giorno tipo	Durata	Giorni/anno	Tipo di fabbisogno
Inverno	dal 1 gennaio al 15 aprile e dal 15 ottobre al 31 dicembre	183	Riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria
Mezza stagione	dal 16 aprile al 15 giugno e dal 16 settembre al 14 ottobre	90	produzione di acqua calda sanitaria
estate	dal 16 giugno al 15 settembre	92	produzione di acqua calda sanitaria

Le curve di potenza termica necessaria ad ogni singola utenza per il giorno tipo invernale, di mezza stagione ed estivo sono riportate in [Appendice A](#).

Per passare dalla potenza termica necessaria alle utenze a quella richiesta alla rete di teleriscaldamento (ovvero quella che la rete scambia nel circuito primario degli scambiatori di calore delle sottostazioni) – occorre considerare la catena di efficienza rappresentata dalle singole sottostazioni di scambio termico e dalle corrispondenti reti di distribuzione secondaria; per tali elementi è stato assunto un valore di efficienza rispettivamente pari a al 99% e a circa il 95% [14, 15]. L'applicazione di tali valori di efficienza consente di ricavare le curve presentate in [Figura 12](#), corrispondenti alla potenza termica fornita dalla rete alle sottostazioni di scambio.

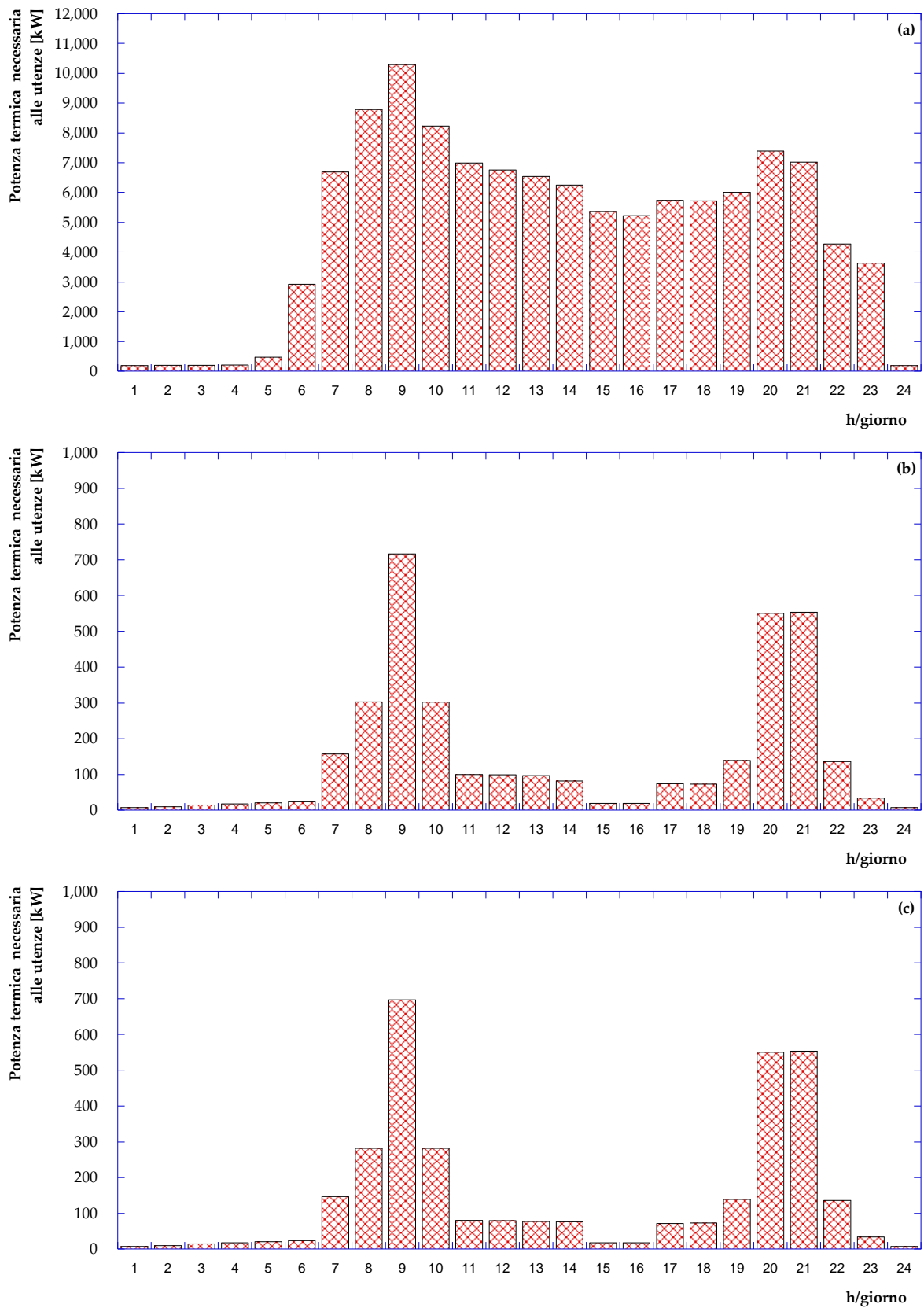


Figura 11 – Andamento della potenza necessaria alle utenze nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

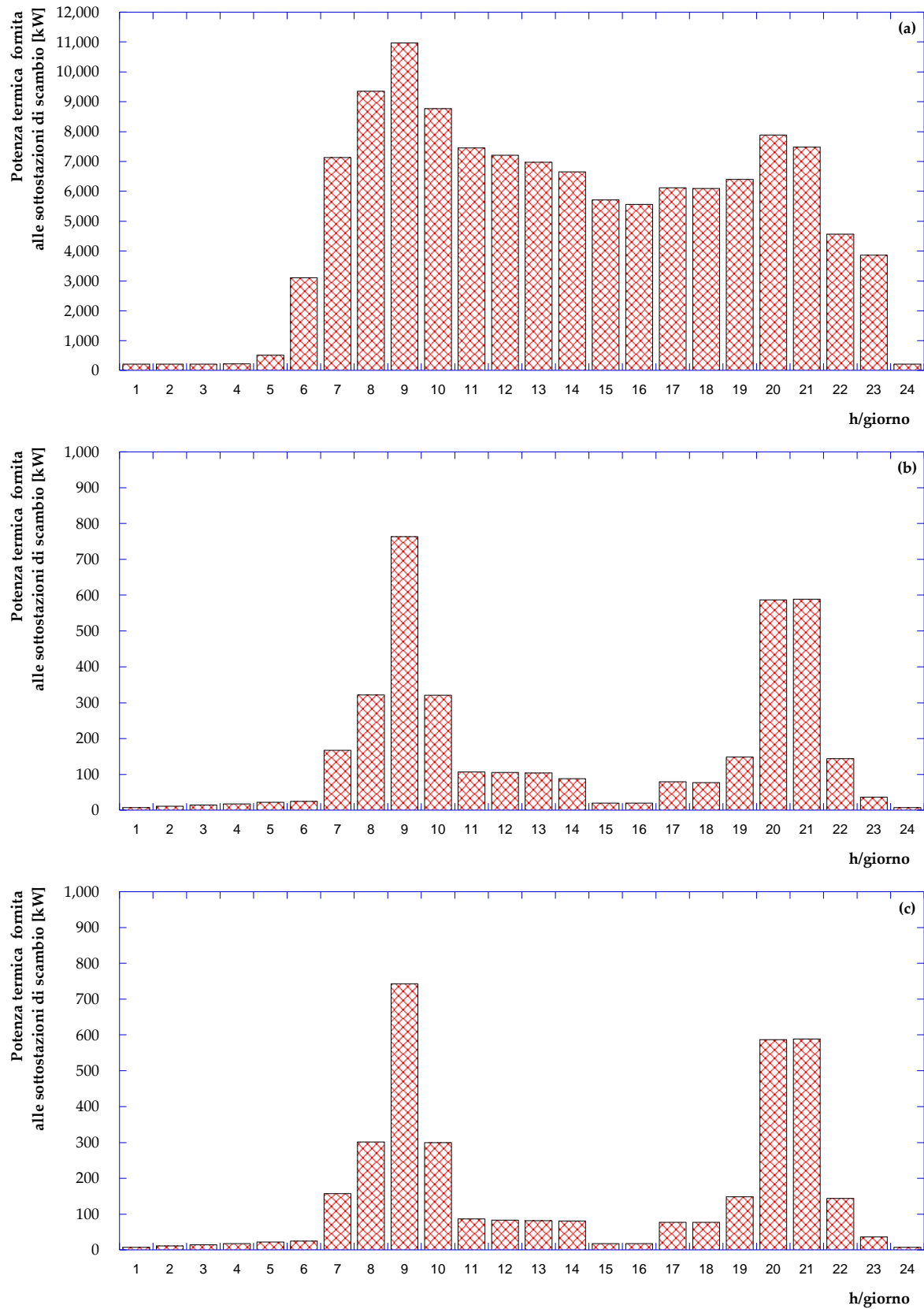


Figura 12 – Andamento della potenza termica fornita dalle sottostazioni di scambio nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

3.2 Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0

La rete di teleriscaldamento in esame è stata implementata nel software IHENA 2.0 (Intelligent Heat Energy Network Analysis) [18] – sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria industriale (DIN) dell’Università di Bologna – al fine di valutare la potenza termica da produrre in centrale per soddisfare le richieste delle utenze e la spesa di potenza elettrica necessaria al pompaggio nel *giorno tipo invernale*, di *mezza stagione* ed *estivo*.

La **Figura 13** definisce i numeri identificativi di ogni ramo (IDR) e nodo (IDN) della rete implementata nel software IHENA 2.0 e le coordinate geometriche (in termini di x ed y) necessarie alla costruzione del modello di calcolo. In dettaglio si tratta di 74 nodi (1 sorgente, 56 miscelatori e 17 utenze) e 75 rami che formano due anelli. In **Tabella 4** è infine presentata la corrispondenza tra la numerazione delle utenze secondo il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e gli identificativi (IDN) attribuiti dal software IHENA 2.0. Nel prosieguo del presente documento si farà sempre riferimento alla numerazione presentata in **Figura 13**, sia per quanto riguarda i nodi che per i rami.

Tabella 4 – Corrispondenza della numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) ed il software IHENA (IDN)

Utenza servita	ID utenza	IDN IHENA
Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15	1	56
Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14	2	55
Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26	3	58
Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17	4	44
Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25	5	39
Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4	6	14
Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8	7	11
Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22	8	6
Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13	9	13
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11	10	25
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10	11	20
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18	12	29
Condominio di via S. Anna n. 15, 17, 19, 21	13	16
Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi	14	47
Scuola elementare e media F. Franchini + palestra	15	67
Centro Civico - Day Hospital	16	60
Supermercato Coop - Corticella	17	34

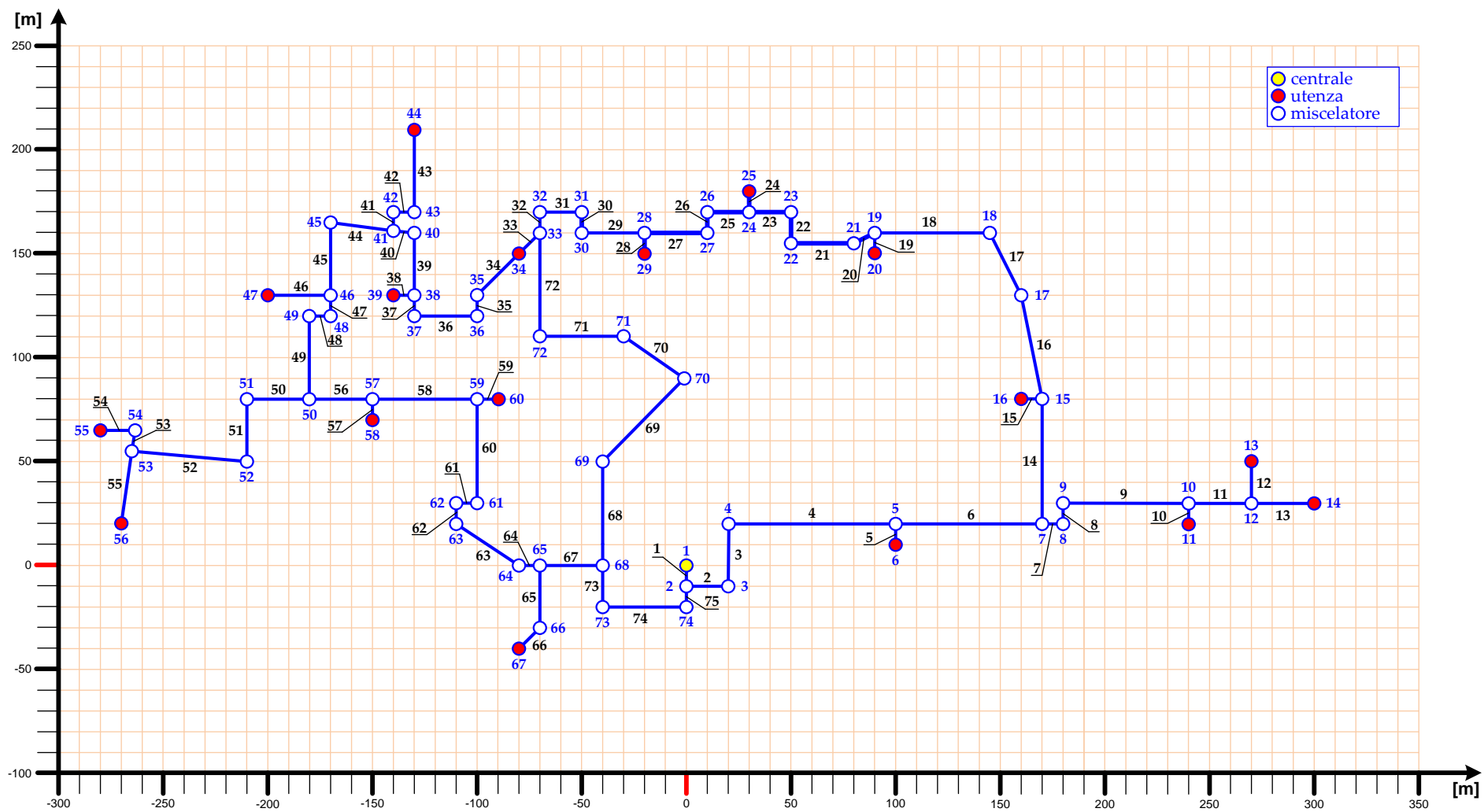


Figura 13 – Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0

Per quanto riguarda le simulazioni svolte (su base oraria e per ognuno dei giorni tipo ipotizzati), gli input e le condizioni al contorno utilizzati sono riportati in **Tabella 5**.

Tabella 5 – Input e condizioni al contorno delle simulazioni svolte con il software IHENA 2.0

Temperatura immissione in rete [°C]	80
Pressione immissione in rete [bar]	10.3
Pressione vaso di espansione [bar]	4.0
Rendimento elettromeccanico stazione di pompaggio [%]	90
Temperatura di riferimento giorno tipo invernale [°C]	-5
Temperatura di riferimento giorno tipo di mezza stagione [°C]	15
Temperatura di riferimento giorno tipo estivo [°C]	25
Tipo di regolazione	portata costante

In ragione delle ipotesi e delle assunzioni fatte, è possibile ricavare l'andamento della potenza termica prodotta dalla centrale termica (**Figura 14**) e dell'efficienza di distribuzione della rete di teleriscaldamento (**Figura 15**) per il *giorno tipo invernale*, di *mezza stagione* e *estivo*.

Infine si osserva che, sulla base delle simulazioni fatte ed in particolare del criterio di regolazione assunto per la rete di teleriscaldamento, la potenza elettrica necessaria al pompaggio risulta essere costante e pari a circa 126 kW.

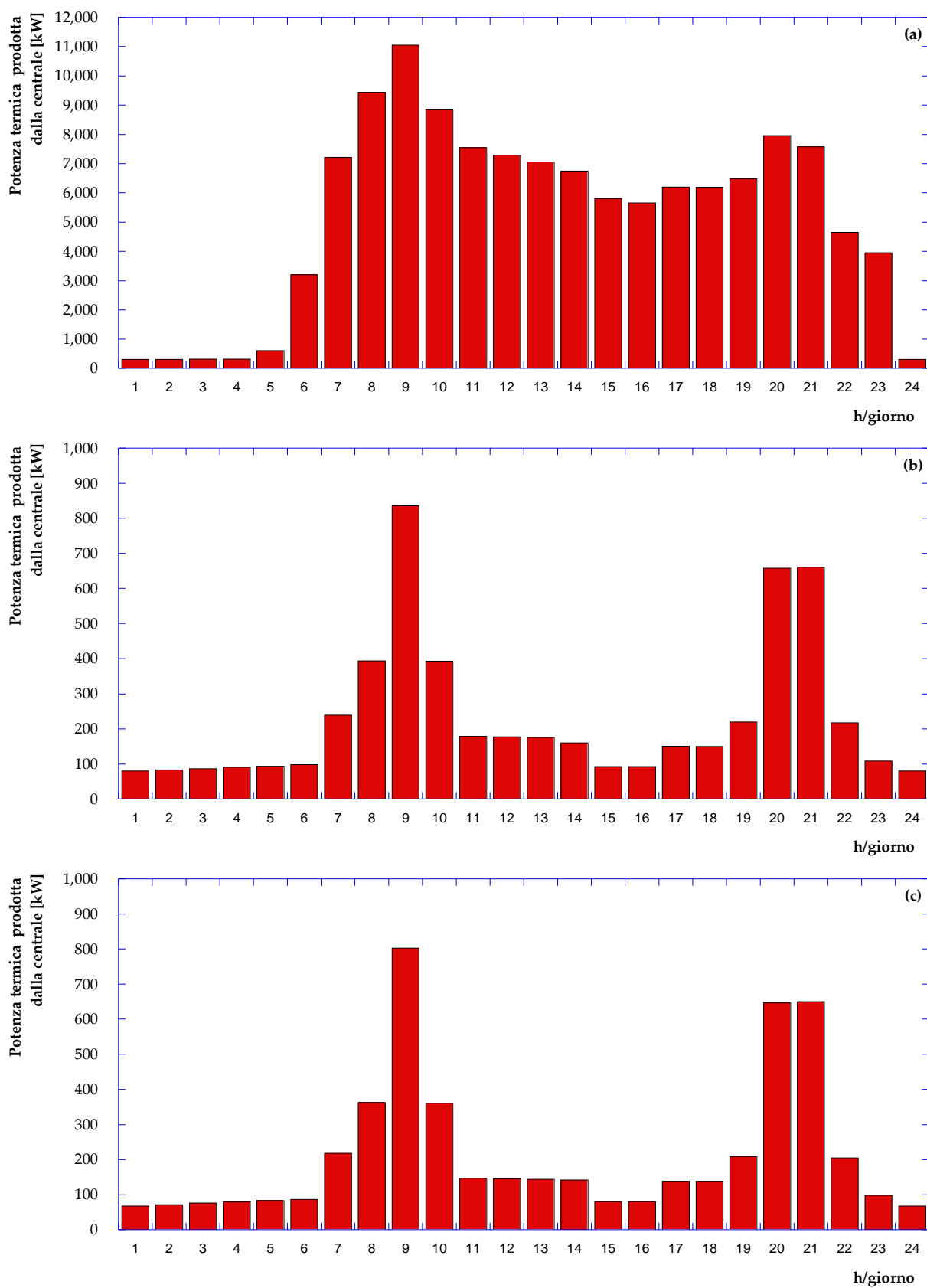


Figura 14 – Andamento della potenza termica prodotta in centrale nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

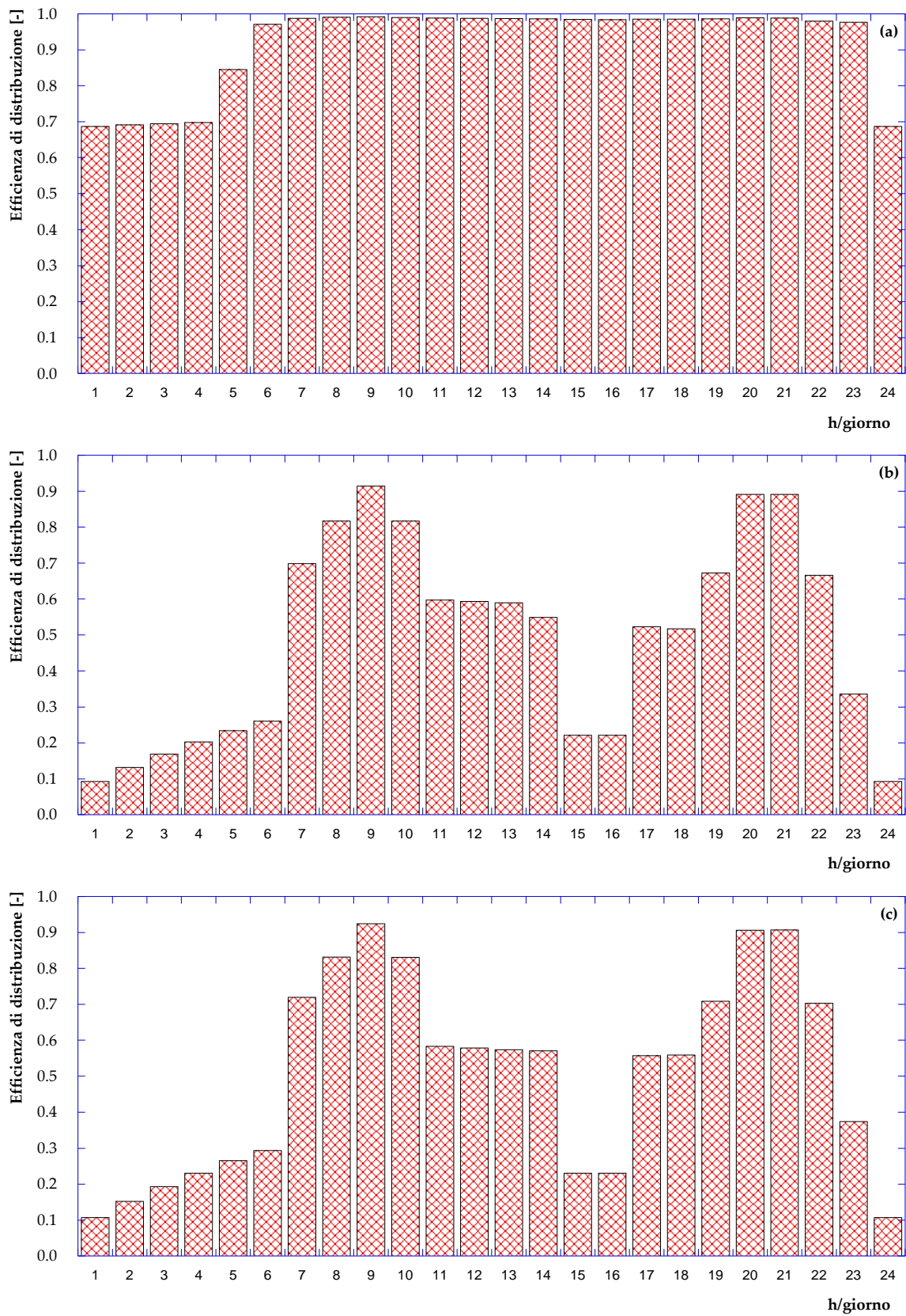


Figura 15 – Andamento dell’efficienza di distribuzione nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

4 Analisi dei fabbisogni elettrici delle utenze

La ricostruzione dei fabbisogni elettrici delle utenze in esame è stata fatta sulla base delle informazioni disponibili ed impiegando curve di carico adimensionali reperite in letteratura. Nel seguito del presente capitolo si riportano la metodologia e le principali informazioni che hanno permesso il calcolo delle curve di richiesta di potenza elettrica delle 17 utenze che compongono la rete in esame. Per tutti i casi in esame sono ovviamente esclusi dalla valutazione i fabbisogni elettrici necessari per gli eventuali impianti di climatizzazione (condizionatori nel periodo estivo, pompe di calore per il riscaldamento invernale e/o scaldacqua elettrici). Le pompe di calore e gli scaldacqua elettrici, infatti, si considerano assenti essendo le utenze servite dalla rete di teleriscaldamento; per quanto riguarda invece i sistemi di condizionamento, nel capitolo successivo, per ogni utenza, saranno valutati i fabbisogni frigoriferi che pertanto si considerano scorporati – in questa analisi – da quelli elettrici.

4.1 Fabbisogni elettrici delle utenze residenziali

La ricostruzione dei fabbisogni elettrici delle 13 utenze condominiali è stata fatta distinguendo tra la richiesta delle unità abitative e quella delle aree comuni. Nel primo caso si è fatto riferimento alle curve adimensionali [16] riportate in **Figura 16**. Il fabbisogno elettrico delle abitazioni delle unità condominiali è stato differenziato nei consumi e negli andamenti in funzione delle diverse stagioni. Più in dettaglio, il fabbisogno elettrico è stato ritenuto somma di tutti i dispositivi (illuminazione, apparecchiature audio/video, computer, apparecchiature frigorifere – ad esclusione dei sistemi di condizionamento – lavatrice, lavastoviglie, ecc.) presenti, mediamente, in un'abitazione italiana, comprensivi degli assorbimenti (se previsti) di stand-by. Dall'analisi svolta sono ovviamente stati esclusi – come già spiegato – gli scaldacqua elettrici e i sistemi di climatizzazione (pompe di calore o condizionatori). Le curve in **Figura 16** mostrano che le massime richieste di potenza elettrica si presentano durante il periodo estivo, quindi nella mezza stagione ed infine in inverno; tale differenza è dovuta soprattutto al consumo delle apparecchiature frigorifere (in cui non si contemplan – come già detto – gli impianti di climatizzazione) che sono infatti molto sensibili al variare delle condizioni climatiche ed aumentano significativamente il consumo di energia in modo proporzionale al crescere della temperatura ambiente.

Analogamente a quanto appena descritto, anche per la ricostruzione delle curve di carico elettrico delle aree comuni si è tenuto conto di tutte le voci che concorrono a costruire il fabbisogno di elettricità di un complesso condominiale (illuminazione delle aree comuni quali scale, garage, vie condominiali, ecc., forza motrice degli ascensori, saracinesche dei garage, pompe di circolazione acqua, ecc.) differenziandole, quando necessario, sia sulla base della stagione che delle ore della giornata. Tali considerazioni hanno consentito di tracciare le curve adimensionizzate, differenziate per stagione, riportate in **Figura 17**.

Gli andamenti in **Figura 16** ed in **Figura 17** consentono la ricostruzione delle curve di potenza richiesta da ogni utenza condominiale, una volta stimata la potenza di picco necessaria. A tal fine, è stato ipotizzato, per ogni singola abitazione, un consumo di energia elettrica totale pari a 3000 kWh/anno [REF?]. Per quanto riguarda invece la stima della potenza di picco delle aree comuni delle utenze condominiali, ci si è riferiti – in mancanza di ulteriori informazioni – alla volumetria dell'edificio, considerando un valore di riferimento pari a 0.50 W/m³. Il risultato delle suddette valutazioni è riportato in **Tabella 6**, che presenta le potenze di picco richieste – suddivise tra il totale delle abitazioni e il complesso delle aree comuni – per ognuna delle 13 utenze condominiali in esame.

Le curve rappresentative della potenza elettrica necessaria ad ogni singola utenza condominiale per il giorno tipo invernale, di mezza stagione ed estivo sono riportate in **Appendice B**.

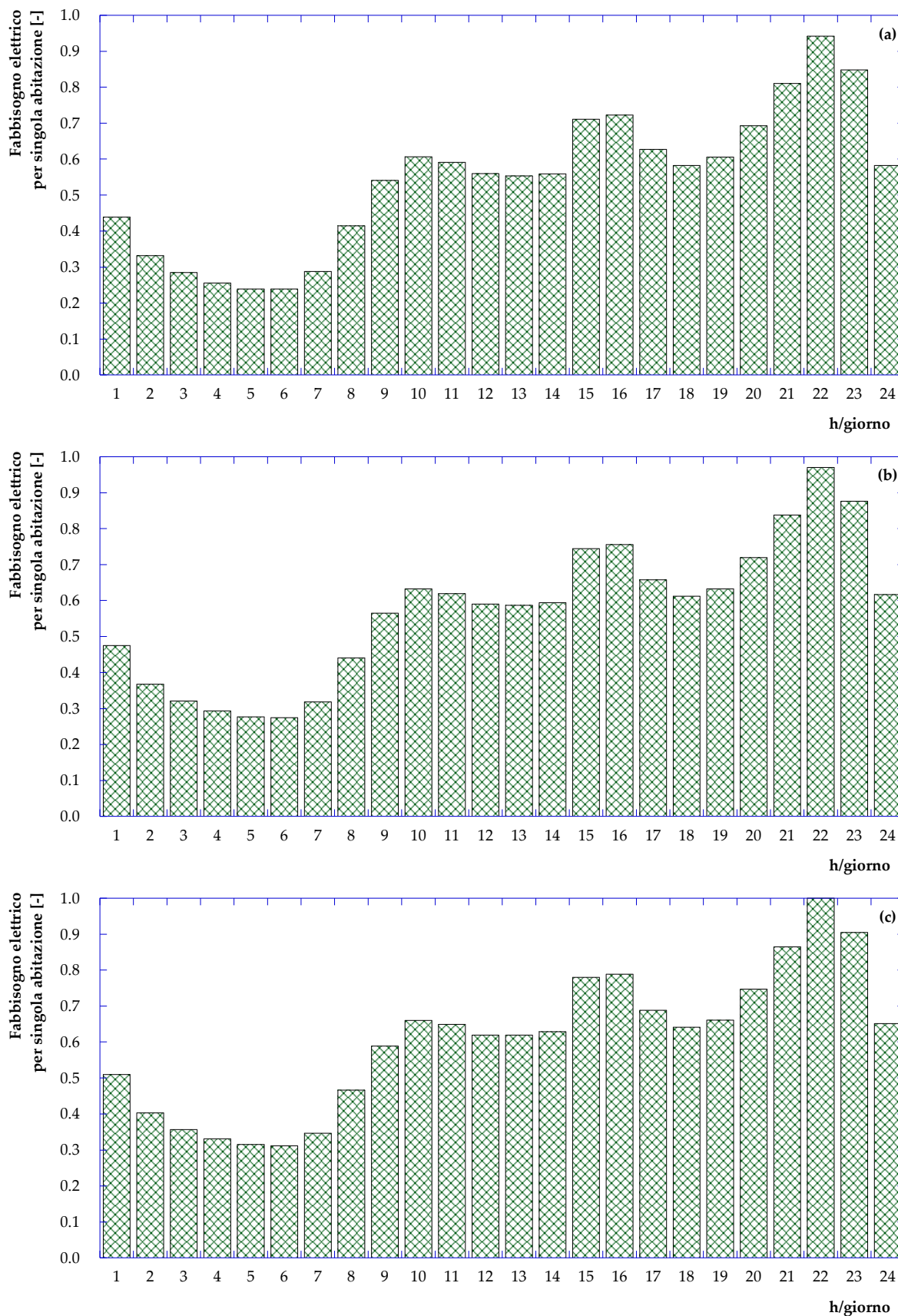


Figura 16 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richieste, per il fabbisogno elettrico di una singola abitazione nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

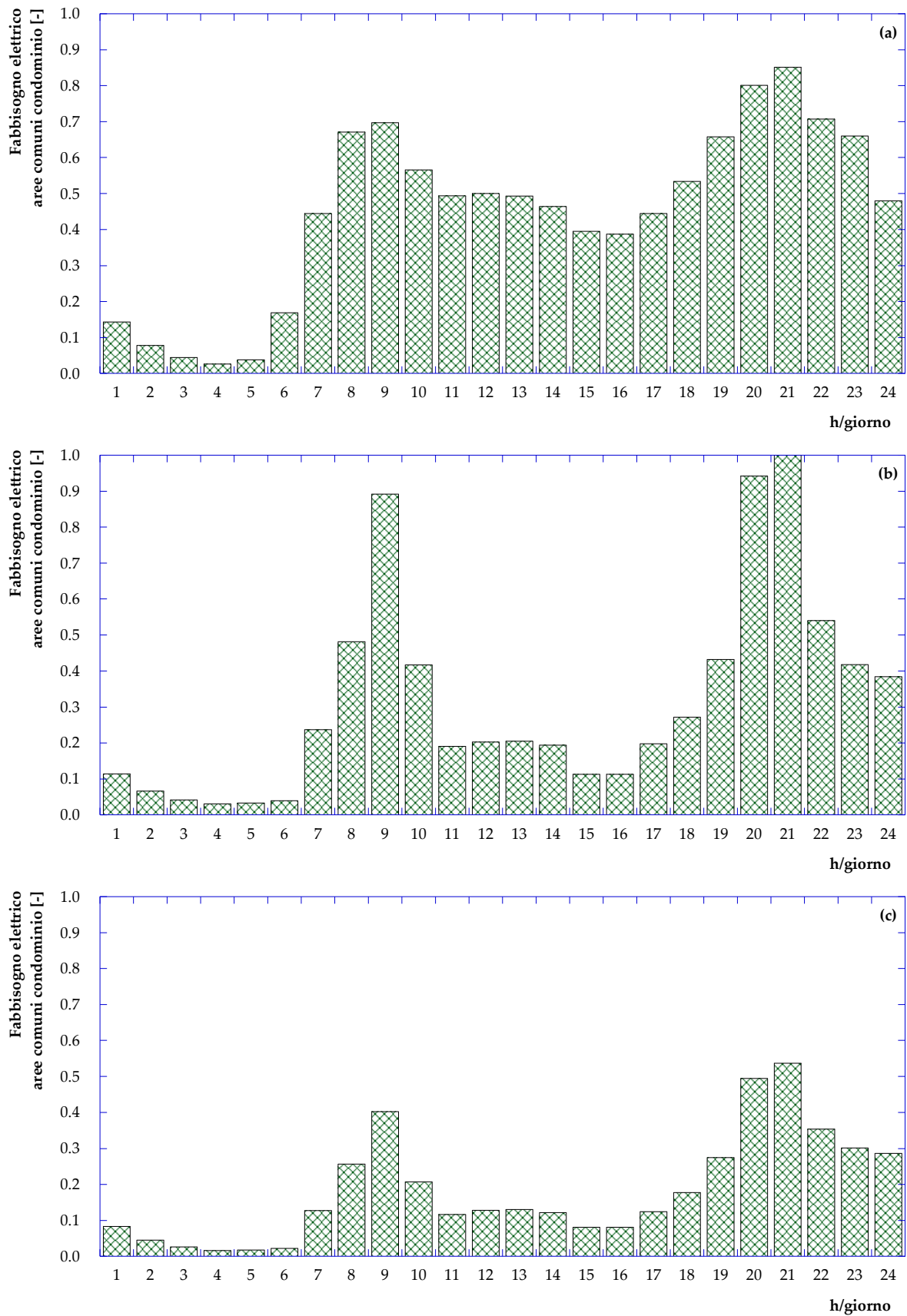


Figura 17 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico delle aree comuni di un condominio nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

Tabella 6 – Potenza elettrica di picco richiesta dalle utenze residenziali

ID	Potenza elettrica di picco [kW]
1	75 (totale abitazioni) + 19 (aree comuni)
2	54 (totale abitazioni) + 12 (aree comuni)
3	32 (totale abitazioni) + 14 (aree comuni)
4	47 (totale abitazioni) + 11 (aree comuni)
5	48 (totale abitazioni) + 11 (aree comuni)
6	40 (totale abitazioni) + 9 (aree comuni)
7	40 (totale abitazioni) + 10 (aree comuni)
8	65 (totale abitazioni) + 18 (aree comuni)
9	44 (totale abitazioni) + 10 (aree comuni)
10	42 (totale abitazioni) + 13 (aree comuni)
11	54 (totale abitazioni) + 11 (aree comuni)
12	36 (totale abitazioni) + 8 (aree comuni)
13	47 (totale abitazioni) + 11 (aree comuni)

4.2 Fabbisogni elettrici delle utenze terziarie (scuole)

Il fabbisogno di potenza elettrica delle utenze 14 e 15, rispettivamente corrispondenti ad una scuola materna e ad una elementare, è stato calcolato mediante le curve adimensionalizzate riportate in **Figura 18** [19]. Le curve presentate sono state tracciate considerando gli orari di apertura durante il periodo scolastico, le attività pomeridiane e la chiusura estiva. Sulla base della letteratura consultata [19], non si è ritenuto necessario differenziare le curve di carico – dal punto di vista qualitativo (**Figura 18**) – tra la scuola materna e quella elementare.

In mancanza di ulteriori informazioni, la potenza di picco delle due utenze in oggetto è stata valutata – così come riportato in **Tabella 7** – riferendosi ai consumi elettrici annui corrispondenti alla media italiana per gli edifici scolastici. Tali valori sono pari a 30 kWh/m² e a 20 kWh/m² rispettivamente per una scuola materna ed una elementare.

La potenza elettrica media oraria richiesta dalle due utenze scolastiche in esame per il giorno tipo invernale, di mezza stagione ed estivo è presentata in **Appendice B**.

Tabella 7 – Potenza elettrica di picco richiesta dalle utenze scolastiche

ID	Tipologia Utenza	Potenza elettrica di picco [kW]
14	Scuola materna	63
15	Scuola elementare	67

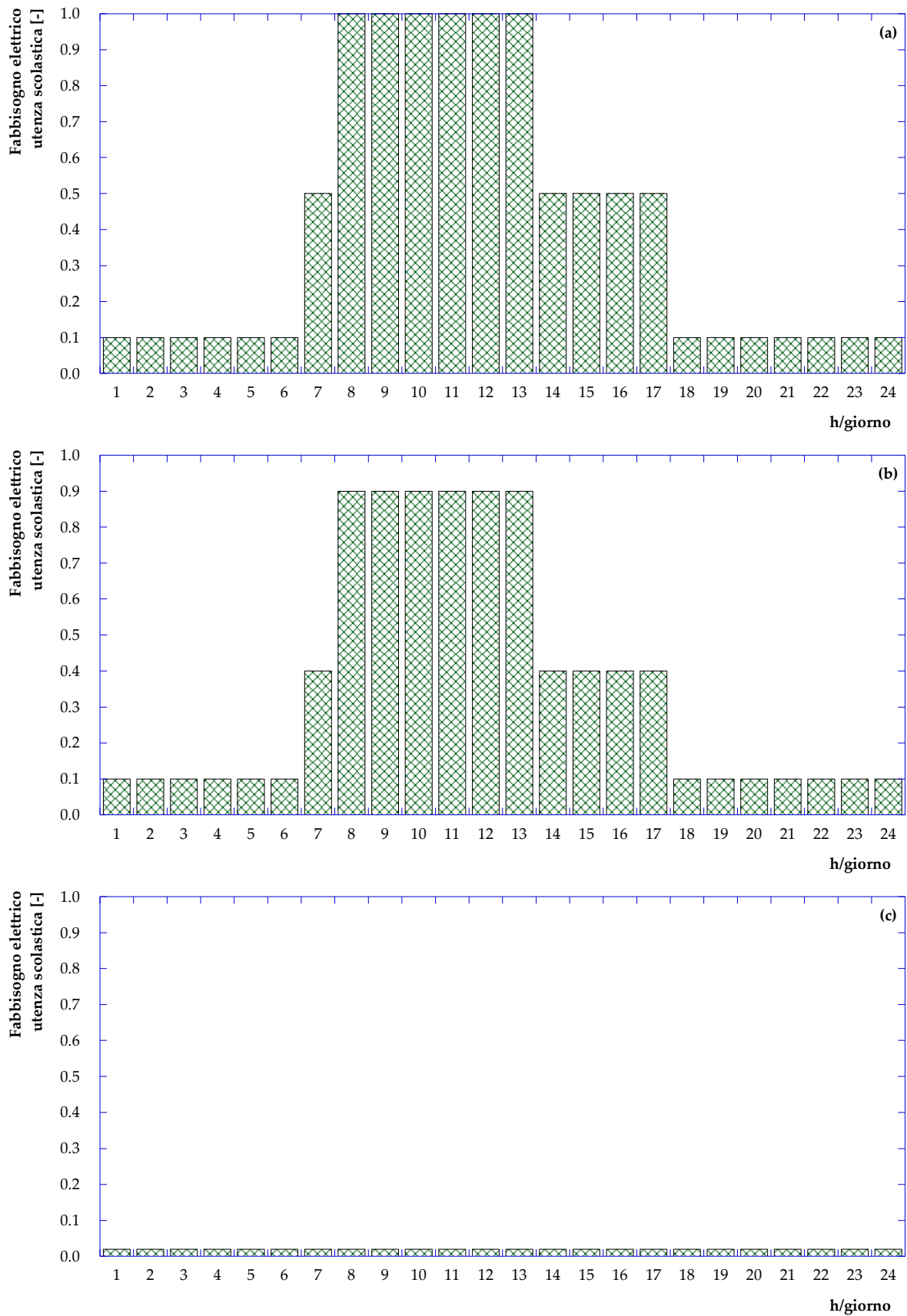


Figura 18 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo scolastico nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

4.3 Fabbisogni elettrici delle utenze terziarie (day hospital)

Il fabbisogno elettrico dell’utenza 16 (centro civico – day hospital) è stato valutato considerando la tipica curva di richiesta di un’utenza ospedaliera [20]. Tali utenze sono solitamente caratterizzate da una dipendenza dalla stagionalità trascurabile e da carichi di base solitamente abbastanza consistenti. In ragione delle precedenti considerazioni, la risultante curva di carico del fabbisogno elettrico è quella presentata in **Figura 19**, ritenuta costante per tutto il periodo dell’anno. Sulla base dei dati disponibili in letteratura è stato possibile stimare una potenza di picco di tale utenza pari a 86 kW, assumendo un rapporto tra fabbisogno totale annuo di energia termica ed elettrica pari a 3 [16].

Analogamente ai casi precedenti, in **Appendice B** si riporta la curva di richiesta di potenza elettrica su base oraria per l’utenza 16.

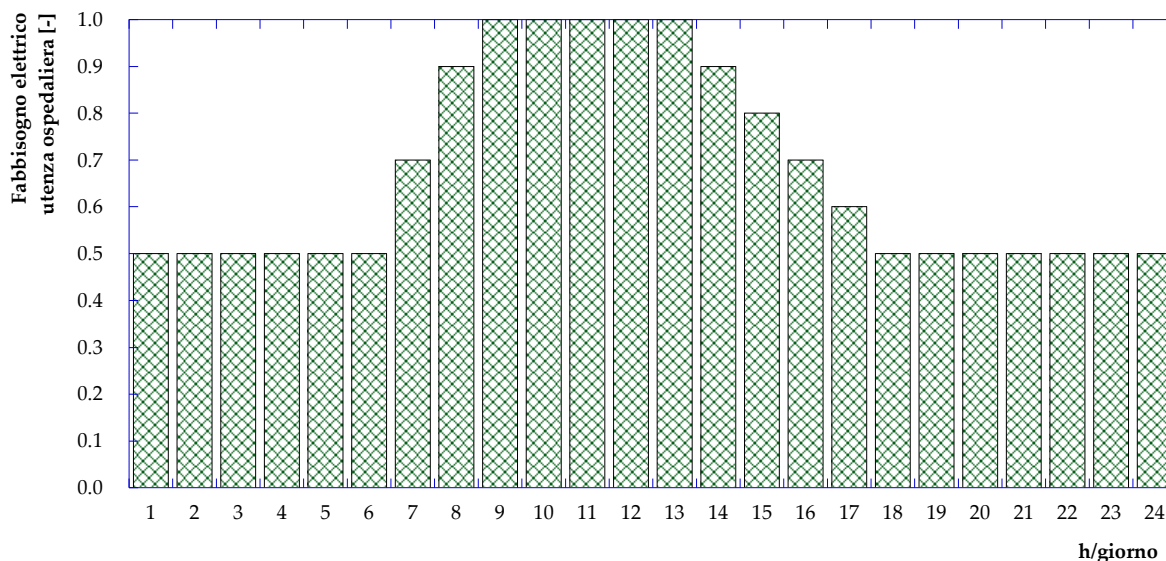


Figura 19 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo ospedaliero

4.4 Fabbisogni elettrici delle utenze terziarie (supermercato)

La curva di carico adimensionale rappresentativa del fabbisogno elettrico per l’utenza 17 è presentata in **Figura 20**. Si tratta di una curva disponibile in letteratura [16] abitualmente impiegata per la valutazione dei fabbisogni elettrici delle utenze di tipo “centro commerciale”. Analogamente al caso precedente è possibile ritenerla costante per tutto il periodo dell’anno, senza influenza della stagionalità. Per quanto riguarda la stima del valore di picco della potenza elettrica richiesta, si è fatto riferimento ad un rapporto tra consumi annui di energia termica ed elettrica pari a 0.30; tale ipotesi ha permesso di stimare una potenza elettrica di picco pari a circa 93 kW.

L’**Appendice B** riporta la curva di richiesta di potenza elettrica su base oraria per l’utenza considerata.

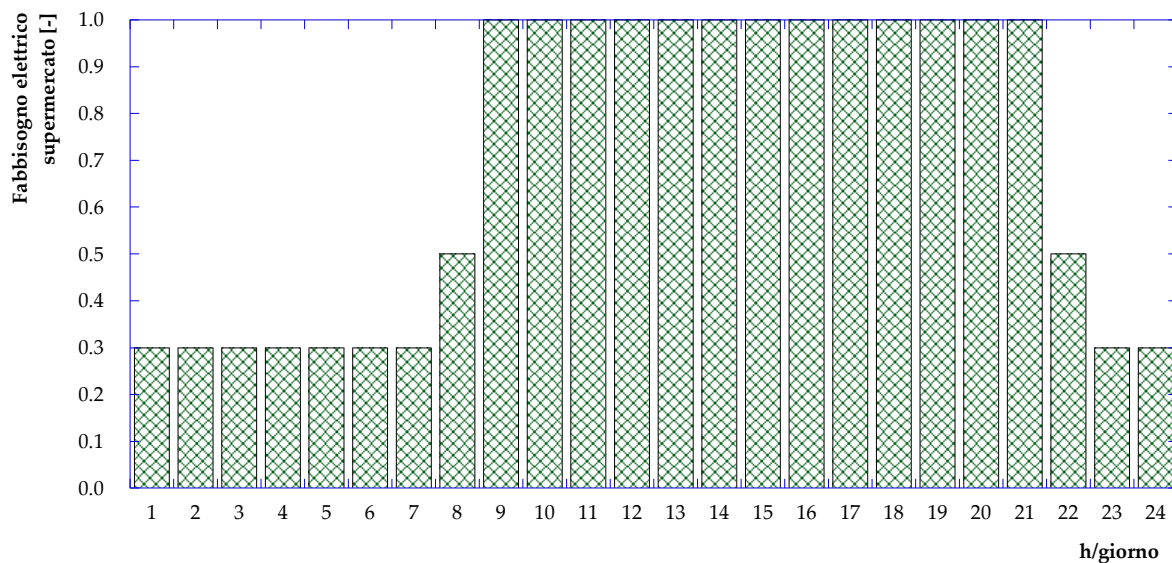


Figura 20 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo supermercato

4.5 Fabbisogni elettrici totali

Sulla base delle considerazioni e delle ipotesi descritte nei paragrafi precedenti, è stato possibile calcolare le curve di carico della potenza elettrica media oraria richiesta dal complesso delle utenze considerate. Il risultato è presentato in **Figura 21** distinto per il giorno tipo invernale, di mezza stagione ed estivo. La massima potenza elettrica richiesta è variabile tra poco più di 1400 kW (giorno tipo invernale) e poco meno di 1500 kW (giorno tipo di mezza stagione). La richiesta di base è invece variabile tra i circa 520 kW (giorno tipo invernale) e poco più di 550 kW (giorno tipo estivo).

Si osserva che gli andamenti presentati in **Figura 21** sono riconducibili alla classica “*curva ad M*” rappresentativa – a meno dell’influenza della produzione del rinnovabile non programmabile – del fabbisogno giornaliero nazionale.

Essendo esclusi i fabbisogni elettrici per la climatizzazione, come già spiegato in precedenza, il fabbisogno totale in **Figura 21** delle utenze esaminate non appare sensibilmente influenzato dalla stagionalità.

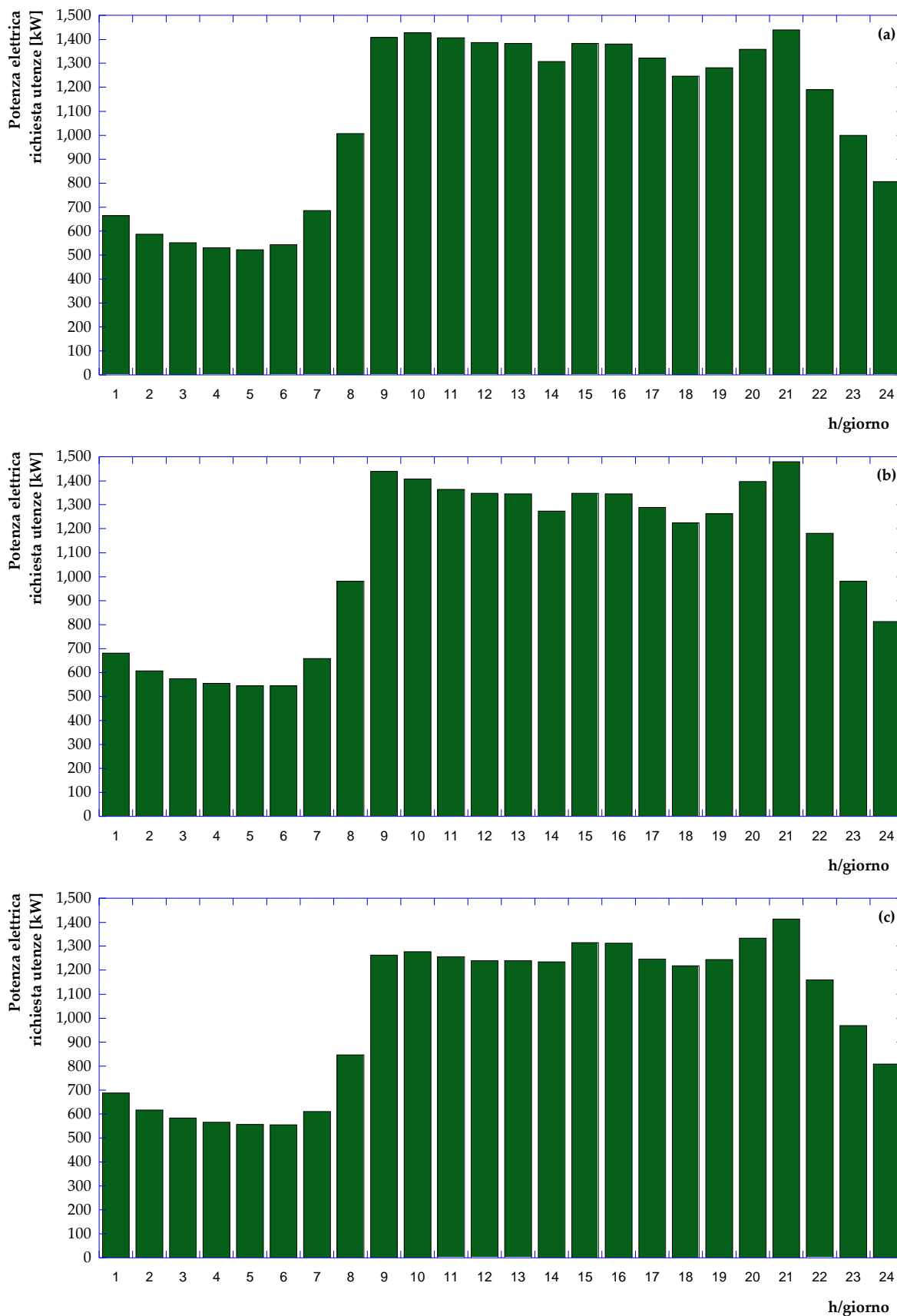


Figura 21 – Andamento della potenza elettrica richiesta dalle utenze nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

5 Analisi dei fabbisogni frigoriferi delle utenze

La ricostruzione dei fabbisogni frigoriferi delle utenze in esame è stata effettuata sulla base delle informazioni disponibili e applicando metodi consolidati (come il metodo Carrier) o utilizzando curve di carico adimensionali reperite in letteratura. Nel seguito del presente capitolo si riportano la metodologia e le principali informazioni che hanno permesso il calcolo delle curve di richiesta di potenza frigorifera delle 17 utenze che compongono la rete in esame. Durante tutta la trattazione successiva si considererà presente una richiesta di energia frigorifera da parte delle utenze durante la stagione estiva.

5.1 Fabbisogni frigoriferi delle utenze residenziali

Non essendo disponibili dati relativi ai fabbisogni frigoriferi delle utenze, tali carichi sono stati stimati tramite il Metodo Carrier [21, 22]. Il giorno considerato per il calcolo è il 21 giugno, per il quale la temperatura esterna nella città di Bologna viene assunta pari a 33 °C, mentre si fissa come set point interno a ciascuna abitazione una temperatura pari a 26 °C. Ai fini del calcolo sono inoltre stati tenuti in considerazione gli apporti di calore dovuti all'illuminazione ed al funzionamento di eventuali elettrodomestici (come lavatrici, lavastoviglie, ecc.) e si è considerata una piena occupazione degli edifici residenziali. Un coefficiente maggiorativo, uguale al 15%, è infine stato considerato in via cautelativa.

La curva adimensionale di potenza frigorifera richiesta giornalmente durante una giornata tipo estiva, ottenuta tramite il metodo appena esposto, è quindi mostrata in **Figura 22**. I picchi di potenza frigorifera richiesta per ciascuna utenza di tipo residenziale sono elencati in **Tabella 8**. Infine, in **Appendice C** vengono presentate le curve di richiesta di potenza frigorifera su base oraria per ciascuna delle utenze residenziali considerate.

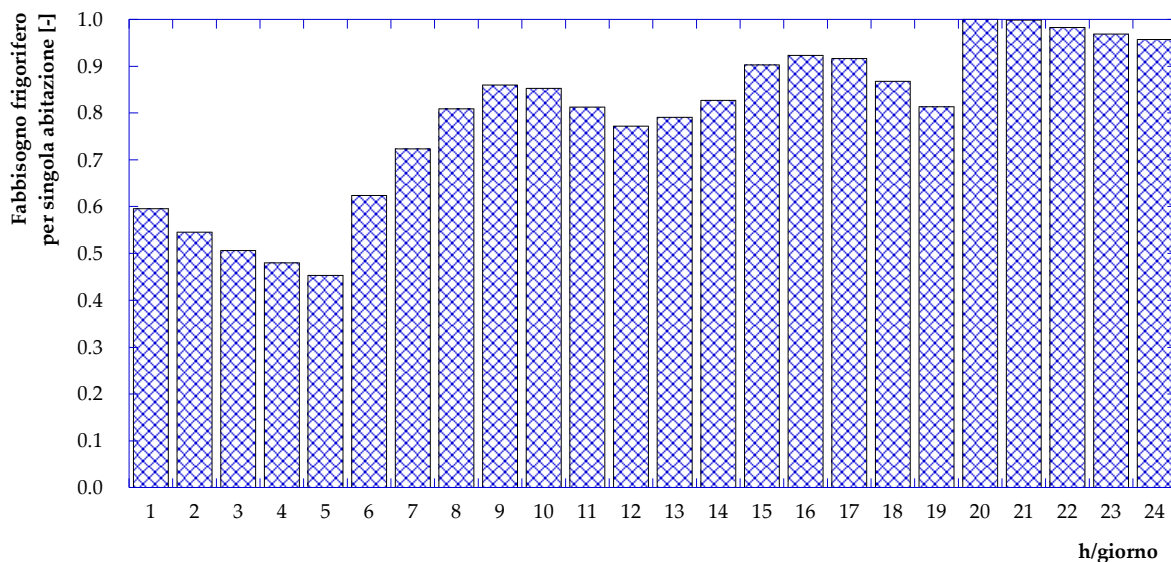


Figura 22 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di una singola abitazione

Tabella 8 – Potenza frigorifera di picco richiesta dalle utenze residenziali

ID	Potenza frigorifera di picco [kW]
1	232
2	166
3	100
4	144
5	148
6	122
7	122
8	200
9	136
10	130
11	166
12	110
13	144

5.2 Fabbisogni frigoriferi delle utenze terziarie (scuole)

Nel caso degli edifici scolastici, trattandosi di una scuola elementare e di una scuola materna si è ritenuto opportuno non considerare alcuna richiesta di energia frigorifera. Infatti, per la maggior parte del periodo estivo le scuole restano chiuse o comunque vengono svolte attività con orario ridotto.

5.3 Fabbisogni frigoriferi delle utenze terziarie (day hospital)

La struttura di tipo day hospital rimane aperta dalle ore 7:30 fino alle ore 18:30. Anche in questo caso non è stato possibile reperire dati misurati sui consumi, pertanto si è fatto riferimento ai dati disponibili in letteratura, nello specifico ad uno studio approfondito per una struttura ospedaliera situata a Cagliari [23]. Sulla base della metodologia e dei risultati presentati in tale studio, considerando la superficie del caso in esame e la temperatura esterna di riferimento per la città di Bologna, è stata elaborata la curva giornaliera di carico frigorifero adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, presentata in **Figura 23**. Il valore della potenza frigorifera di picco, richiesta dalla struttura di tipo day hospital allacciata alla rete in esame, è pari a 80 kW.

Si può notare che, a differenza della curva di carico ricavata per l'utenza di tipo residenziale, quella per il day hospital ha un profilo che rispecchia i valori di occupazione giornalieri degli ambienti. La curva è di certo caratterizzata anche dall'andamento dell'irraggiamento solare che incide direttamente sulla copertura orizzontale dell'edificio. Il dispendio di energia maggiore si registra nel tardo pomeriggio, alle ore 18:00, quando la struttura rilascia tutto il calore accumulato durante la giornata.

L'**Appendice C** riporta la curva di richiesta di potenza frigorifera su base oraria per l'utenza considerata.

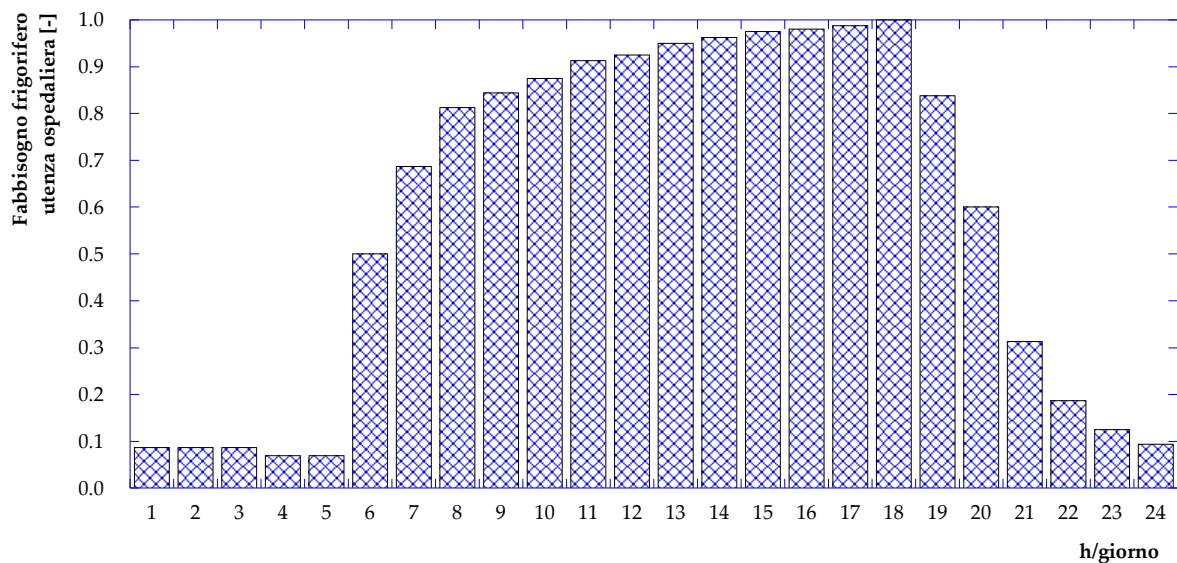


Figura 23 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di un utenza di tipo ospedaliero

5.4 Fabbisogni frigoriferi delle utenze terziarie (supermercato)

La curva di carico adimensionale rappresentativa del fabbisogno frigorifero per l'utenza 17 è presentata in **Figura 24**. Per l'elaborazione di tale curva di carico si fa riferimento a studi di letteratura per supermercati relativi a strutture situate nel centro-nord Italia [24]. Come si può osservare, la richiesta frigorifera risulta abbastanza costante durante le ore di apertura (dalle ore 8:00 alle ore 20:00), mentre si riduce fino ad annullarsi alle ore 22:00 in corrispondenza della conclusione delle operazioni di pulizia e di magazzino. Il consumo di picco, risulta essere pari a 185 kW e si registra in tarda mattinata, alle ore 11:00.

Come per i casi precedenti, in **Appendice C** si riporta la curva di richiesta di potenza frigorifera su base oraria per l'utenza 17.

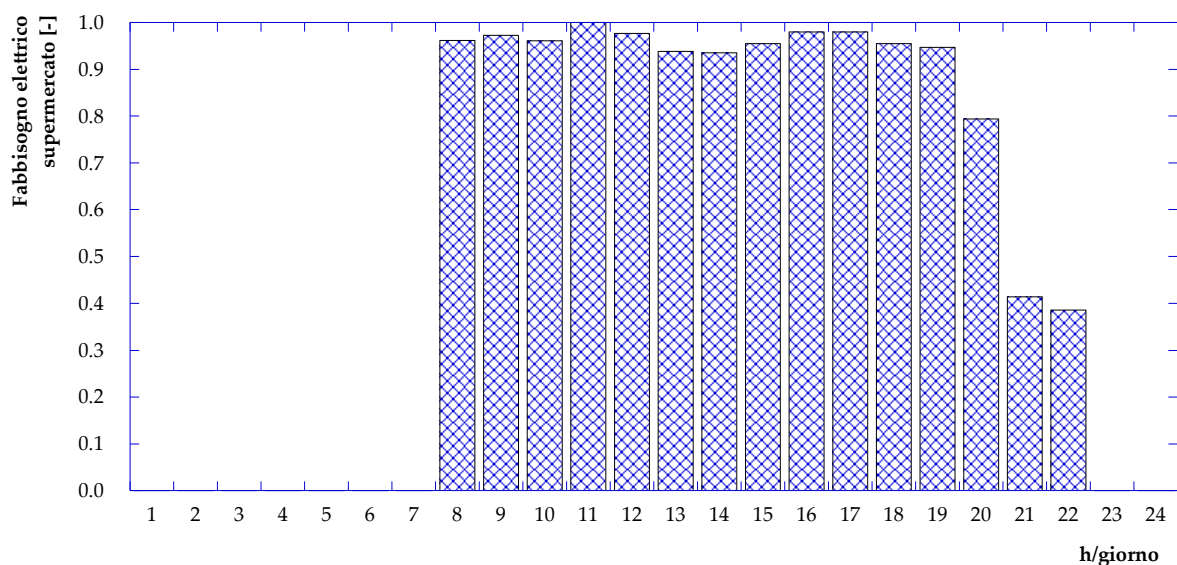


Figura 24 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di un utenza di tipo supermercato

5.5 Fabbisogni frigoriferi totali

Sulla base delle considerazioni presentate nei paragrafi precedenti, è stato possibile calcolare la curva di carico – presentata in **Figura 25** – della potenza frigorifera media oraria richiesta dal complesso delle utenze considerate durante una giornata tipo estiva. Si può notare come la maggior influenza sulla curva complessiva sia data dai fabbisogni del settore residenziale, che costituiscono la maggior parte delle utenze. Il picco di richiesta si registra quindi alle ore 20:00 ed è pari a circa 2100 kW, mentre la richiesta minima è di poco inferiore a 900 kW, alle 5:00 del mattino.

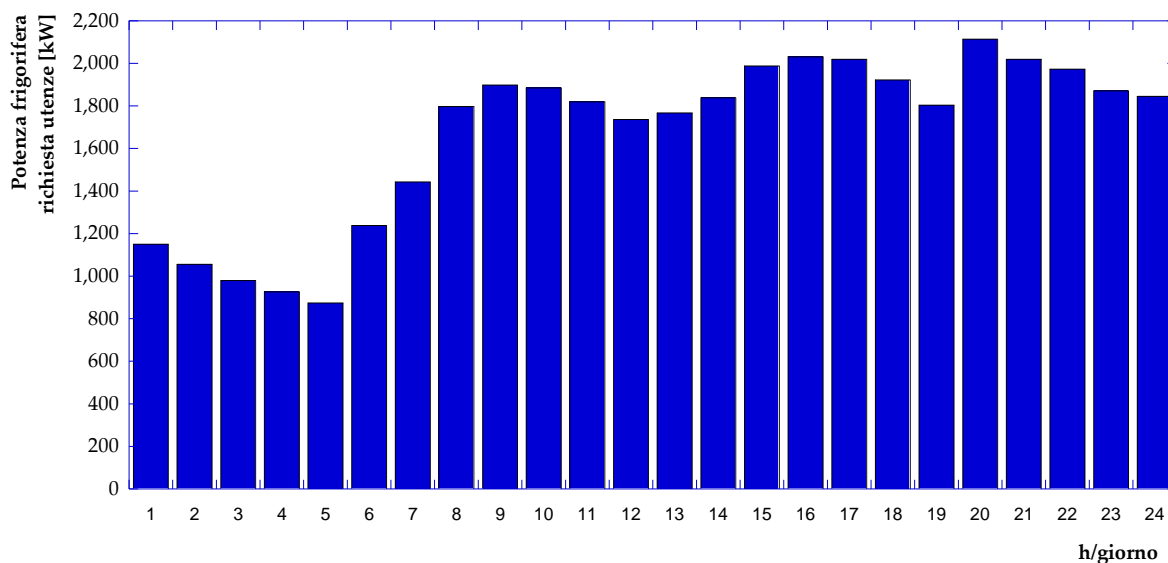


Figura 25 – Andamento della potenza frigorifera richiesta dalle utenze

6 Il software EGO 2.0 (Energy Grid Optimization)

L'ottimizzazione dell'allocazione del carico dei sistemi di produzione in centrale è stata condotta tramite il codice di calcolo EGO 2.0 (Energy Grid Optimization) [25], realizzato dal Dipartimento di Ingegneria industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Tale software è in grado di definire la distribuzione di carico ottimale di un certo numero di sistemi energetici che operano all'interno di una smart grid, con l'obiettivo di minimizzare il costo di produzione dell'energia (elettrica, termica e frigorifera) e/o lo scambio di energia elettrica con la rete di distribuzione nazionale e/o la dispersione di energia termica al camino. EGO 2.0 è basato sull'utilizzo di algoritmi genetici ed è sviluppato in ambiente VBA.

In **Figura 26** è rappresentata la rete complessa che il software EGO è in grado di simulare; essa è composta da motori primi (anche in assetto cogenerativo), generatori elettrici rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico), caldaie tradizionali, pompe di calore, pannelli solari termici, impianti frigoriferi a compressione ed assorbimento oltre che sistemi di accumulo per l'energia elettrica e termica. È inoltre prevista la connessione bidirezionale con la rete elettrica di distribuzione nazionale e quella con la rete del gas.

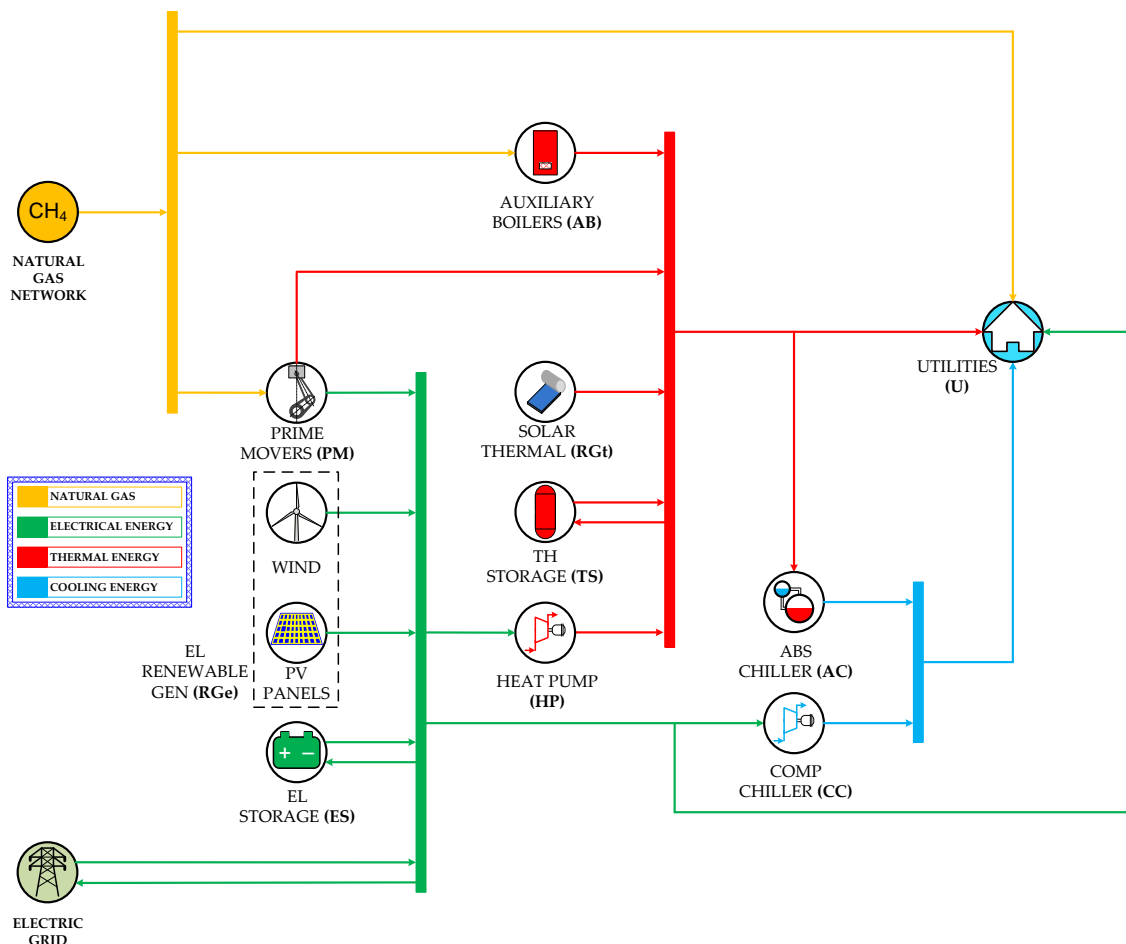


Figura 26 – Schema della smart grid ottimizzata dal software EGO 2.0

Gli input richiesti da EGO 2.0 sono:

- potenze elettrica, termica e frigorifera richieste complessivamente dalle utenze, oltre che eventuale richiesta da parte delle utenze di gas naturale per usi diretti;
- numero, tipologia e caratteristiche principali di:
 - motori primi (potenze elettrica e termica di design, efficienza, curve caratteristiche per il comportamento in off-design, ecc.);

- generatori da fonte rinnovabile (potenza di picco, curve di efficienza, ecc.);
- sistemi per il riscaldamento ed il raffreddamento (taglia, efficienza, comportamento in off-design, ecc.);
- sistemi di accumulo di energia elettrica e termica (massima energia stoccabile);
- scenario tariffario (valori dell'energia elettrica acquistata e venduta, costo del combustibile, ecc.);
- una serie di parametri caratteristici dell'algoritmo genetico.

Gli output sono invece costituiti dai carichi di ciascun sistema di generazione facente parte della smart grid, stabiliti in modo tale da minimizzare il costo energetico per le utenze, ovvero la funzione obiettivo dell'algoritmo genetico utilizzato.

All'interno del software è presente una libreria che comprende una lista di circa 300 modelli commerciali di motori a combustione interna (MCI), cicli Rankine organici (Organic Rankine Cycle-ORC), micro turbine a gas (MTG) e turbogas (TG).

Lo schema del diagramma di flusso rappresentativo del codice di calcolo è presentato in **Figura 27**.

Ulteriori approfondimenti sul modello di calcolo implementato e sul software realizzato possono essere reperiti nella precedente relazione redatta dagli autori [15].

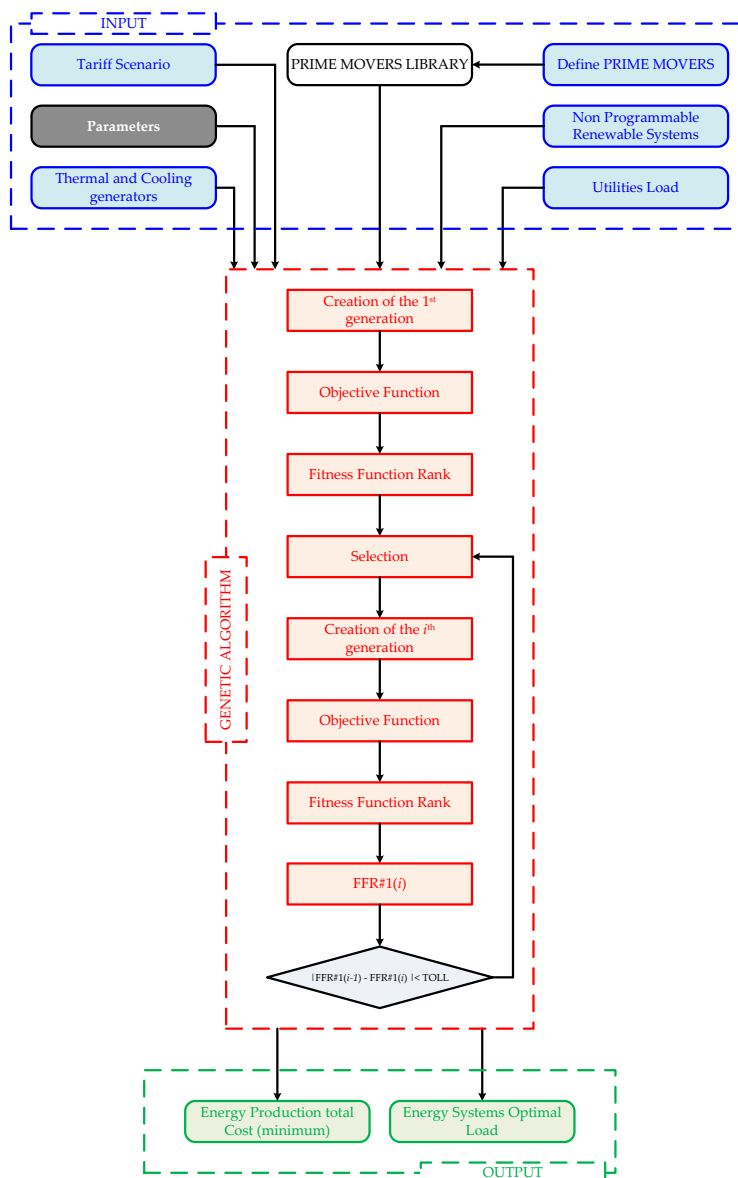


Figura 27 – Diagramma di flusso del software EGO 2.0 [10]

7 Strategie di gestione ottimizzata di una rete complessa di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera

Oggetto della presente attività – come già evidenziato nei capitoli precedenti – è la gestione ottimizzata di una rete complessa di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera con l'obiettivo di (i) minimizzare i costi di produzione dell'energia fornita, (ii) minimizzare (o annullare) lo scambio di energia elettrica con la rete, (iii) minimizzare (o annullare) l'impiego delle caldaie ausiliarie, (iv) ottimizzare l'impiego del (dei) motore primo cogenerativo (motori primi cogenerativi) e (v) massimizzare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili. A tal fine sono stati individuati diversi scenari, a partire dalla rete di teleriscaldamento di Corticella e dalla relativa centrale di produzione, ottimizzati mediante l'impiego del software EGO 2.0 sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna. Più in dettaglio, a partire da un caso di riferimento (Caso Base) in cui la centrale di produzione viene mantenuta inalterata rispetto alla configurazione esistente, vengono individuati ed analizzati diversi scenari in cui si prevede l'aggiunta di ulteriori sistemi di produzione (come ad esempio pompe di calore, pannelli solari termici o fotovoltaici). La configurazione attuale della rete, inoltre, non prevede che il soddisfacimento del fabbisogno frigorifero delle utenze sia di competenza della centrale; pertanto la rete di teleriscaldamento è una rete a due tubi. Nell'ottica di mantenere il tracciato esistente della rete, e tenendo conto che studi di letteratura confermano la non convenienza di reti a quattro tubi, ove presenti si considerano i sistemi frigoriferi (sia a compressione che ad assorbimento) installati presso le utenze: conseguentemente la sottostazione d'utenza sarà composta da tre scambiatori, rispettivamente per i circuiti di riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento.

Più in dettaglio, i casi esaminati sono:

- Caso Base: in questo primo scenario è stato riprodotto il funzionamento attuale del caso studio esaminato. Pertanto, presso la centrale si considera l'installazione di un motore cogenerativo e di quattro caldaie, impiegati per il soddisfacimento del fabbisogno termico delle utenze e – qualora il cogeneratore sia in funzione – coprire il fabbisogno elettrico della stazione di pompaggio. I fabbisogni di energia frigorifera ed elettrica delle utenze non sono di competenza della centrale in esame.
- Caso A: la prima modifica analizzata rispetto alla configurazione e al funzionamento della centrale prevede che la centrale debba soddisfare anche la domanda di energia elettrica delle utenze e fornire il servizio relativo alla domanda frigorifera delle stesse tramite gruppi frigoriferi a compressione (CC) e/o ad assorbimento (AC). Per tutti i casi successivi la centrale dovrà garantire il soddisfacimento di tali fabbisogni.
- Caso B1: rispetto al caso precedente (Caso A), si considera l'aggiunta di un secondo motore cogenerativo di potenza nominale pari a quella del motore attualmente presente in centrale e di una pompa di calore (PdC).
- Caso B2: rispetto al Caso A si considera l'aggiunta di un secondo motore cogenerativo di taglia inferiore a quello presente (opportunamente dimensionato) e di una pompa di calore.
- Caso B3: questa configurazione è analoga a quella presentata nel Caso B1 con l'aggiunta di un serbatoio di accumulo termico.
- Caso C1: la modifica alla centrale considerata nel presente caso prevede l'aggiunta, rispetto al Caso A, di pannelli solari fotovoltaici (PV, per una superficie utile pari a 300 m²) e di una pompa di calore.
- Caso C2: la configurazione della centrale resta invariata rispetto al Caso C1 in termini di tipologia di sistemi di generazione considerati, ma varia la superficie utile (e quindi la taglia) del fotovoltaico installato. In dettaglio, viene effettuata un'analisi al variare della superficie utile installata volta alla massimizzazione della produzione da rinnovabile.
- Caso C3: rispetto al Caso A si considera l'aggiunta di pannelli solari termici (ST, per una superficie utile pari a 300 m²), di un serbatoio di accumulo termico e di una pompa di calore

- Caso C4: in analogia con quanto detto per il Caso C2, questa configurazione analizza il funzionamento della centrale al variare della superficie utile di solare termico installata, pur mantenendo gli stessi sistemi energetici del Caso C3.

Per quanto riguarda le pompe di calore, si considera in tutta l’analisi un coefficiente delle performance (COP – Coefficient Of Performance) pari a 4. Relativamente ai sistemi di produzione di energia frigorifera, invece, si considera ovunque un EER (Energy Efficiency Ratio) uguale a 0.67 per i gruppi frigoriferi ad assorbimento ed un EER pari a 4 per quelli a compressione. Inoltre, si sottolinea che – anche laddove non presentato per brevità – la definizione delle taglie dei sistemi di generazione introdotti in aggiunta a quelli esistenti è il risultato di un processo di ottimizzazione.

Per semplicità, infine, in **Tabella 9** sono riassunti i casi analizzati e i relativi sistemi di generazione.

Tabella 9 – Sistemi di generazione installati

	MCI	Caldaie	ST	PV	Accumulo	PdC	CC	AC
Caso 0	•	•						
Caso A	•	•					•	•
Caso B1	••(*)	•				•	•	•
Caso B2	••(**)	•				•	•	•
Caso B3	••(*)	•			•	•	•	•
Caso C1	•	•		•		•	•	•
Caso C2	•	•		•		•	•	•
Caso C3	•	•	•		•	•	•	•
Caso C4	•	•	•		•	•	•	•

(*) Due motori a combustione interna di taglia uguale

(**) Il secondo motore di taglia inferiore

Nei successivi paragrafi verranno presentati e discussi i risultati relativi ai casi sopraelencati.

7.1 Caso Base

Nel primo caso presentato (si veda **Figura 28**), che costituisce il punto di riferimento per i confronti con le configurazioni successivamente analizzate, la centrale di produzione è costituita dai sistemi attualmente presenti: un motore a combustione interna (ad uso cogenerativo) e quattro caldaie. Tali sistemi di produzione garantiscono il soddisfacimento del fabbisogno termico delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento e di quello elettrico necessario al sistema di pompaggio presente in centrale. La centrale è altresì connessa alla rete elettrica nazionale per l'immissione dell'energia elettrica prodotta in eccesso dal motore e/o per l'acquisto dell'elettricità necessaria per il pompaggio qualora in motore sia spento. Dal momento che la configurazione attuale non lo prevede, inoltre, non vengono considerati in questo primo caso i fabbisogni di energia elettrica delle utenze né quelli frigoriferi. In **Figura 29** ed in **Figura 30** sono presentati i profili giornalieri rispettivamente dei fabbisogni termico ed elettrico durante la stagione invernale ripartiti in funzione dei sistemi di produzione. Come si può osservare dalle figure, la quasi totalità del fabbisogno termico è attualmente garantita tramite l'utilizzo delle caldaie ausiliarie, mentre per quanto riguarda il fabbisogno elettrico per il pompaggio esso è completamente coperto dal motore cogenerativo durante le ore di accensione (dalle ore 9 alle ore 20 comprese) e dalla rete elettrica nazionale nelle restanti ore della giornata. In riferimento al funzionamento del motore, inoltre, in **Figura 31** è presentato l'istogramma relativo alla produzione elettrica in una giornata tipo invernale, suddivisa tra energia elettrica autoconsumata ed immessa in rete: come si può notare, la maggior parte della produzione (ovvero circa il 91%) è in surplus e deve essere pertanto immessa in rete.

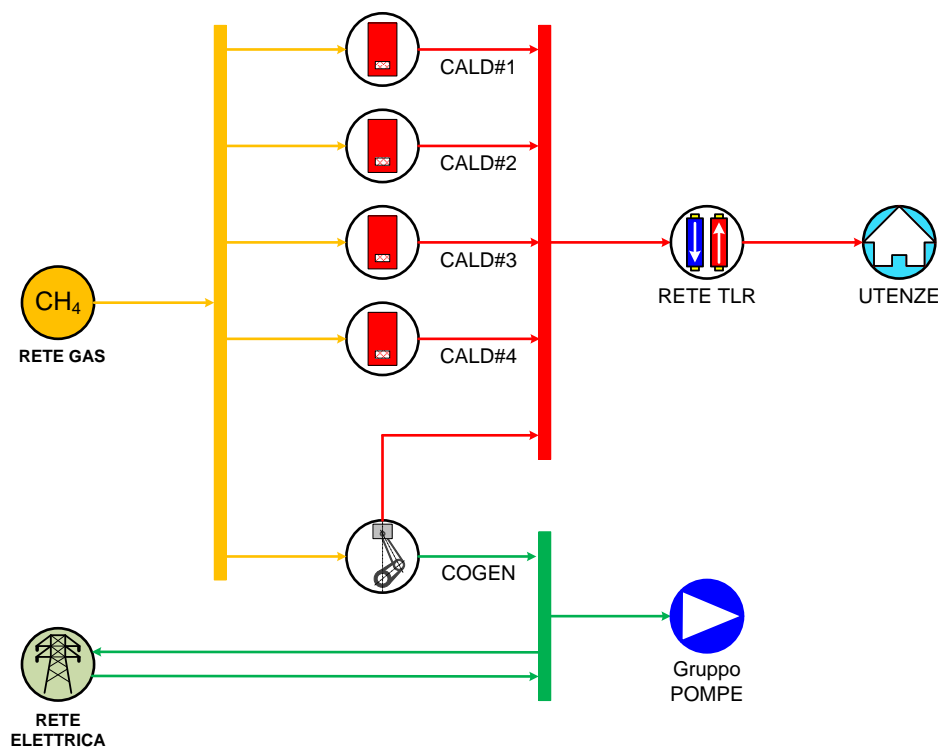


Figura 28 – Schema del Caso Base

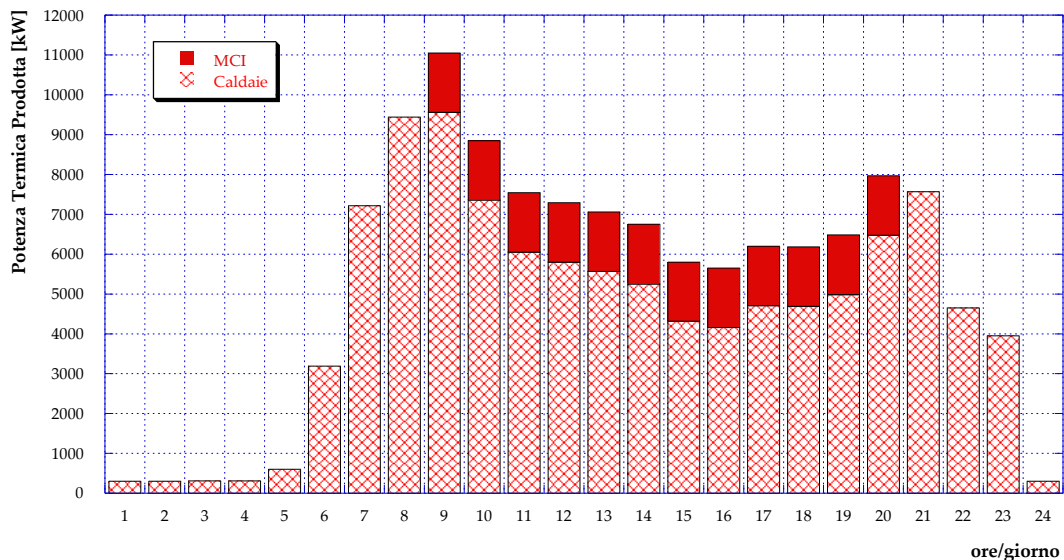


Figura 29 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

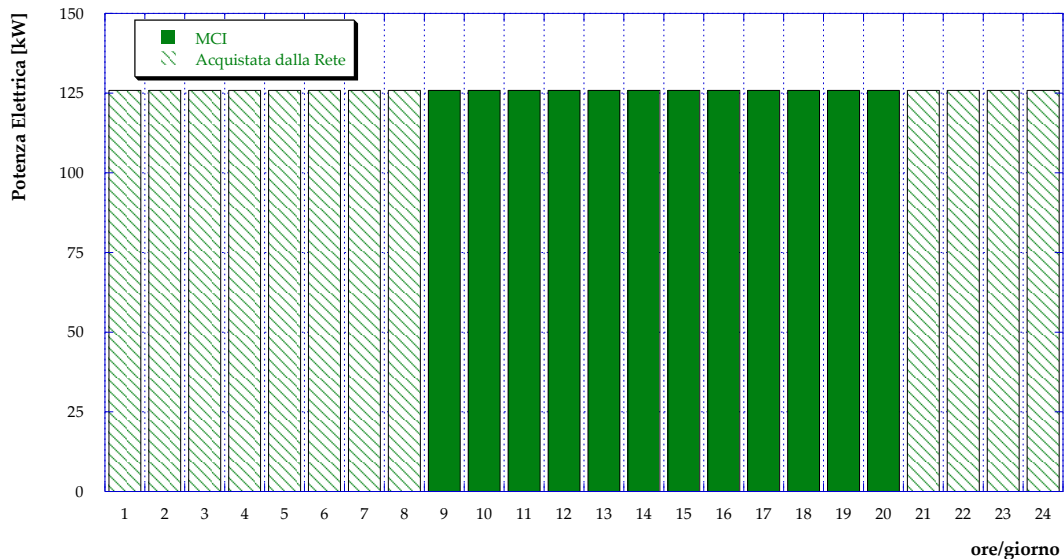


Figura 30 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo invernale)

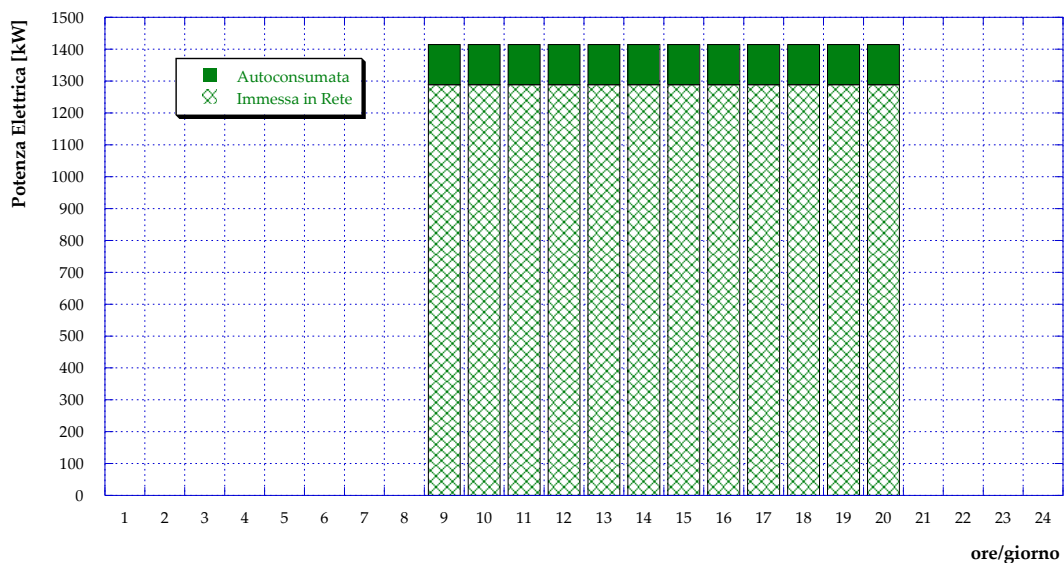


Figura 31 – Caso Base: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

In **Figura 32** ed in **Figura 33** vengono invece riportati gli andamenti del fabbisogno termico e di quello elettrico durante una giornata caratteristica della mezza stagione. In questo caso, l'ottimizzazione dello scheduling tramite EGO ha portato al completo spegnimento del motore a combustione interna; di conseguenza, la domanda di energia termica è completamente soddisfatta tramite le caldaie, mentre quella di energia elettrica (per la stazione di pompaggio) dalla rete elettrica nazionale.

Infine, i risultati relativi ad una giornata tipo estiva sono presentati in **Figura 34** ed in **Figura 35**: analogamente a quanto visto per la mezza stagione, l'ottimizzazione porta al completo spegnimento del motore con il conseguente utilizzo di caldaie e rete elettrica nazionale per i fabbisogni rispettivamente termico ed elettrico. Rispetto alla mezza stagione si registrano dunque solo piccole differenze nei consumi, così come discusso nei Capitoli precedenti. Inoltre è opportuno ricordare che per questa prima configurazione di riferimento non si considera la presenza di sistemi atti al soddisfacimento di fabbisogni frigoriferi alimentati dalla centrale.

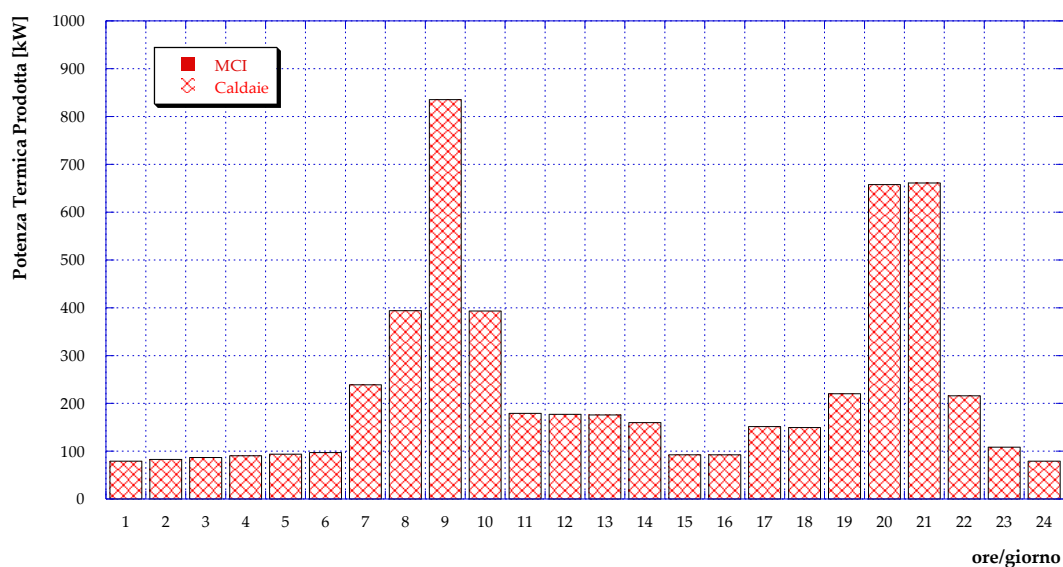


Figura 32 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

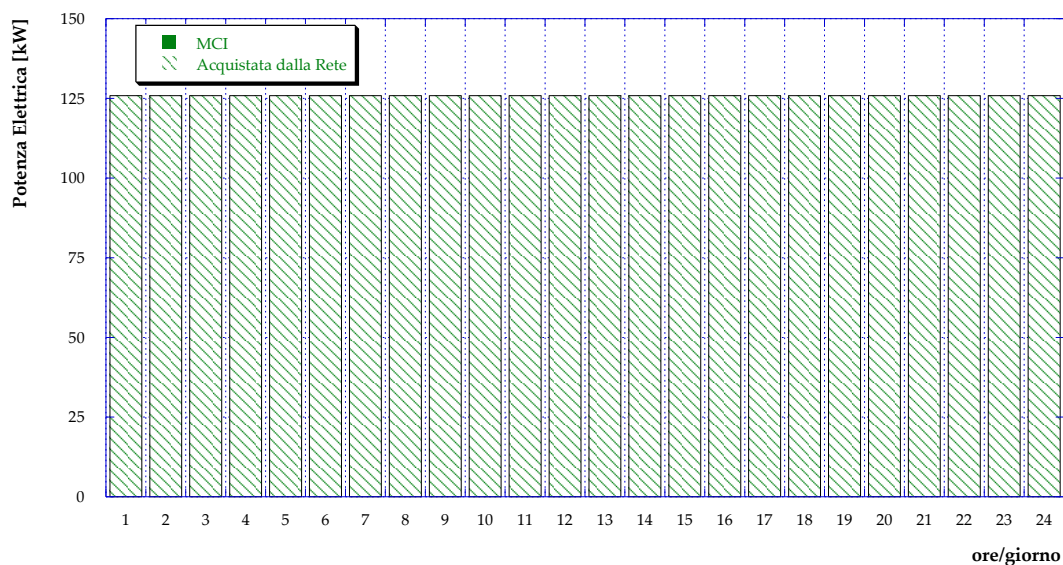


Figura 33 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo di mezza stagione)

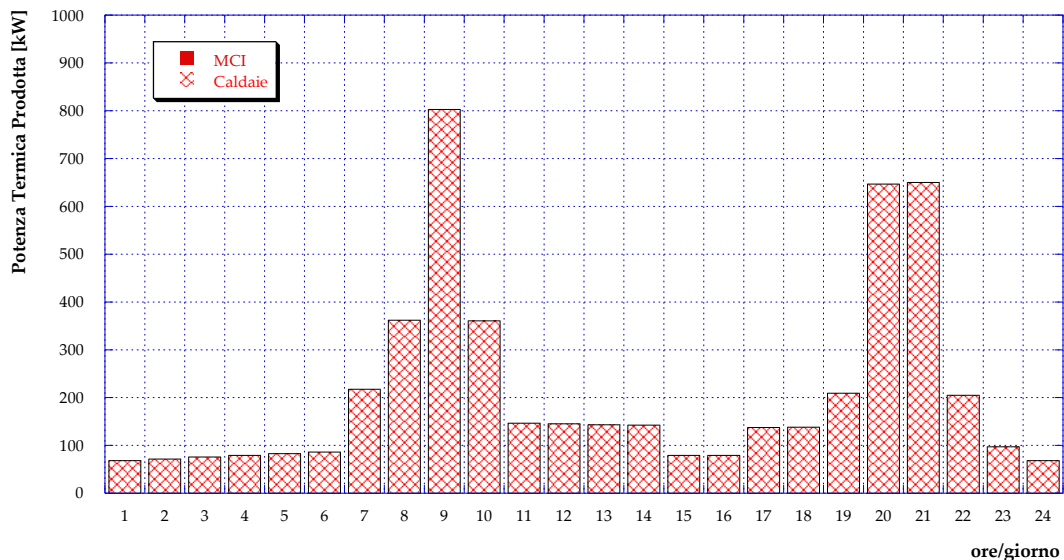


Figura 34 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

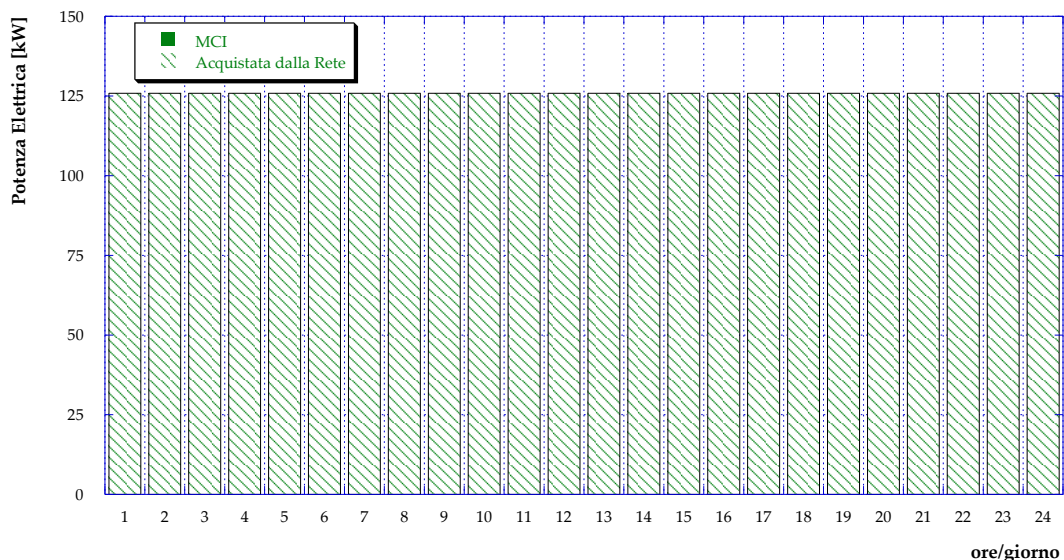


Figura 35 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo estivo)

7.2 Caso A

La prima variante rispetto alla attuale configurazione della rete di teleriscaldamento e della centrale esistenti è schematicamente illustrata in **Figura 36**. Come si può notare, tale configurazione prevede l’installazione di gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento per soddisfare i fabbisogni frigoriferi delle utenze. Nessuna variazione è invece prevista per quanto riguarda i sistemi per la generazione termica ed elettrica. Un’ulteriore differenza rispetto al Caso Base si registra, invece, relativamente alla domanda elettrica: a partire dalla configurazione presentata in questo paragrafo, infatti, oltre al fabbisogno elettrico per il sistema di pompaggio centralizzato, verranno considerati anche i fabbisogni elettrici delle utenze connesse alla rete di teleriscaldamento.

L’applicazione dell’algoritmo genetico a questa nuova configurazione restituisce, per una giornata tipo invernale, i risultati ottimali presentati in **Figura 37**, in **Figura 38** ed in **Figura 39** rispettivamente in termini di ripartizione della produzione per il soddisfacimento del carico termico, ripartizione della produzione per il soddisfacimento del carico elettrico e suddivisione della produzione del motore cogenerativo tra autoconsumo ed immissione in rete. Come si può notare, il funzionamento ottimale del motore risulta esteso rispetto al Caso Base, essendo in funzione dalle ore 5:00 alle ore 23:00, consentendo di ridurre il

carico delle caldaie e addirittura il loro spegnimento (si veda **Figura 37** alle ore 5:00). Da **Figura 38** si osserva inoltre come il fabbisogno elettrico sia completamente soddisfatto dal cogeneratore per la maggior parte delle ore della giornata, riducendo notevolmente l'acquisto di energia elettrica dalla rete; quest'ultimo è presente infatti solamente nelle ore notturne in cui il motore è spento e – in maniera quasi trascurabile – durante alcune ore della giornata quando la richiesta è superiore alla capacità del motore. È infine fondamentale sottolineare come, utilizzando il cogeneratore presente per coprire anche i fabbisogni elettrici delle utenze, venga completamente annullata l'immissione di energia elettrica in rete (si veda **Figura 39**), con conseguenti benefici nell'ottica della stabilità della rete elettrica nazionale.

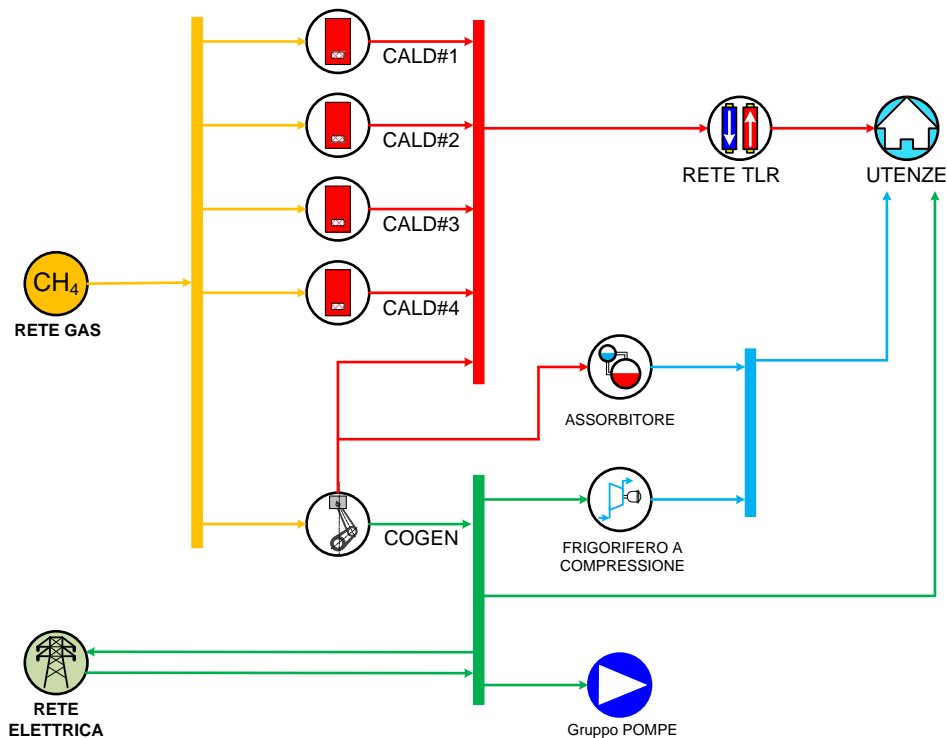


Figura 36 – Schema del Caso A

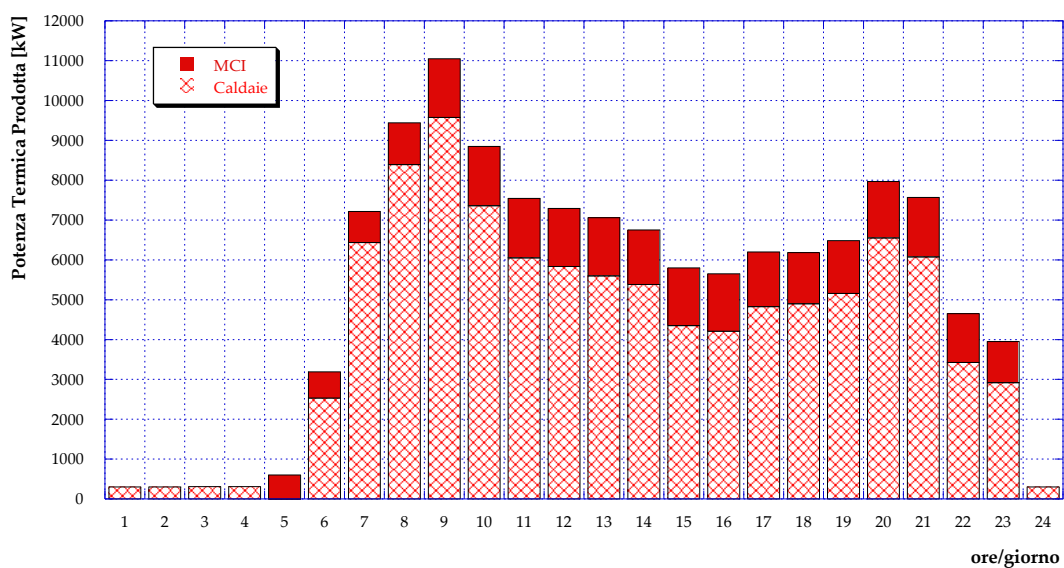


Figura 37 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

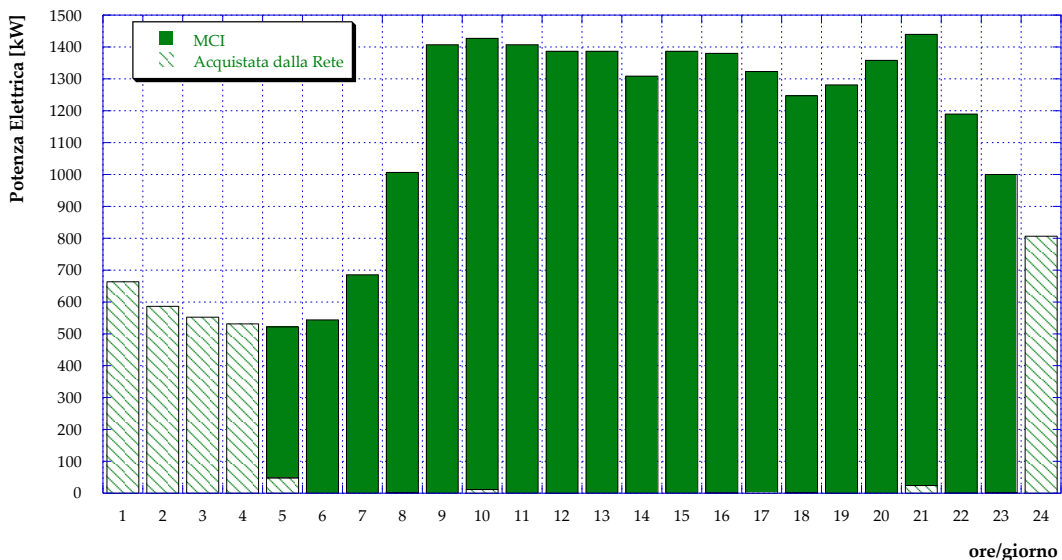


Figura 38 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

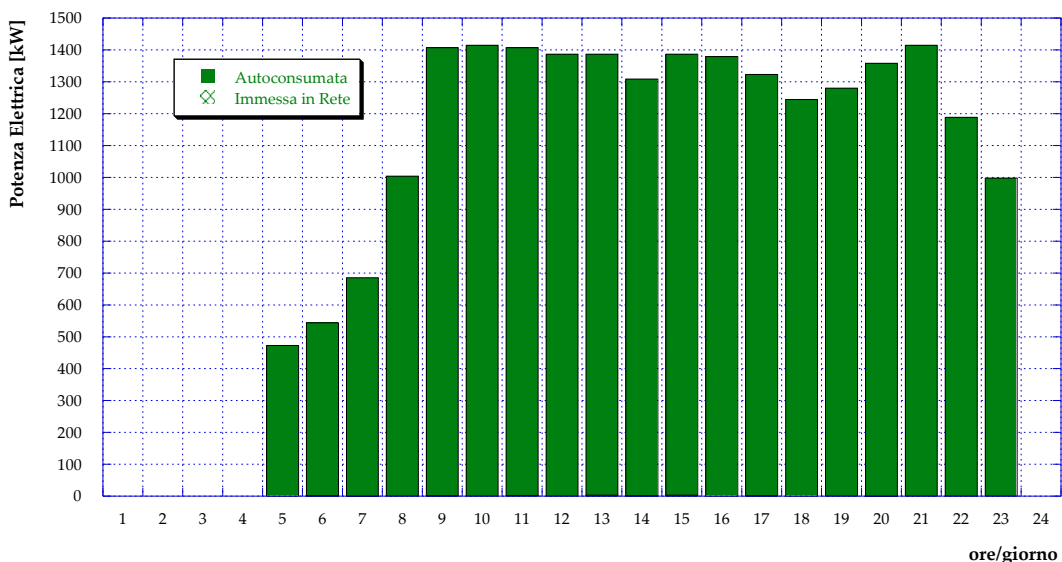


Figura 39 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

In **Figura 40** ed in **Figura 41** sono presentati i risultati dell’ottimizzazione relativamente ai fabbisogni giornalieri rispettivamente di energia termica ed elettrica durante la mezza stagione. Come si può notare, a differenza di quanto visto per il Caso Base, il motore non è sempre spento, bensì viene acceso alle ore 9:00 e tra le 20:00 e le 21:00. Questa variazione nello scheduling ottimale è dovuta all’incremento della domanda elettrica conseguente all’introduzione dei fabbisogni elettrici delle utenze e comporta una riduzione dell’utilizzo delle caldaie (e dunque del consumo di combustibile). Dalla **Figura 42**, che mostra la produzione del cogeneratore suddivisa tra autoconsumo ed immissione in rete, si può inoltre osservare come la totalità dell’energia elettrica prodotta dal motore a combustione interna venga autoconsumata per soddisfare il fabbisogno elettrico.

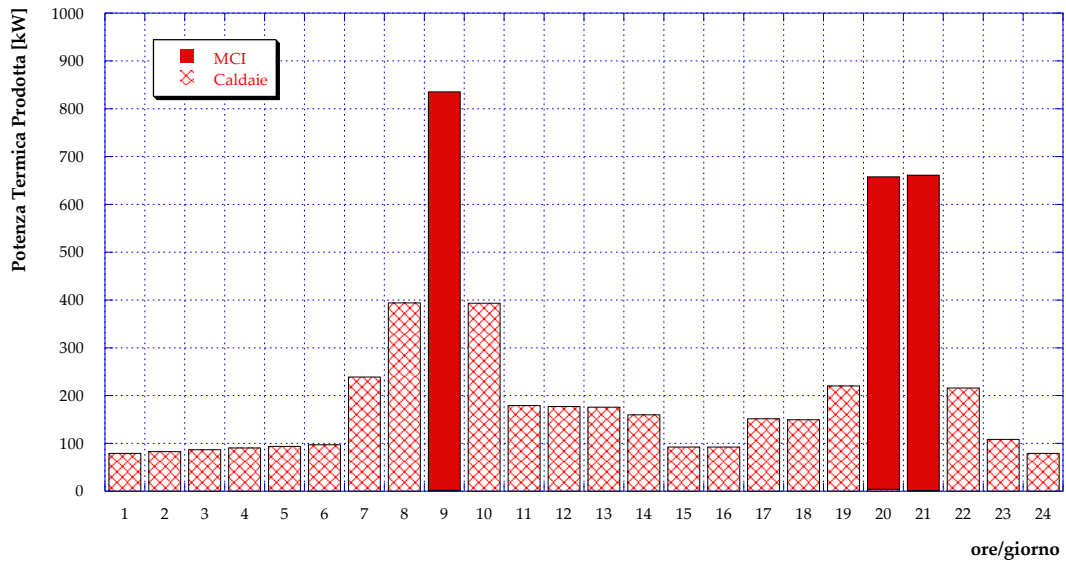


Figura 40 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

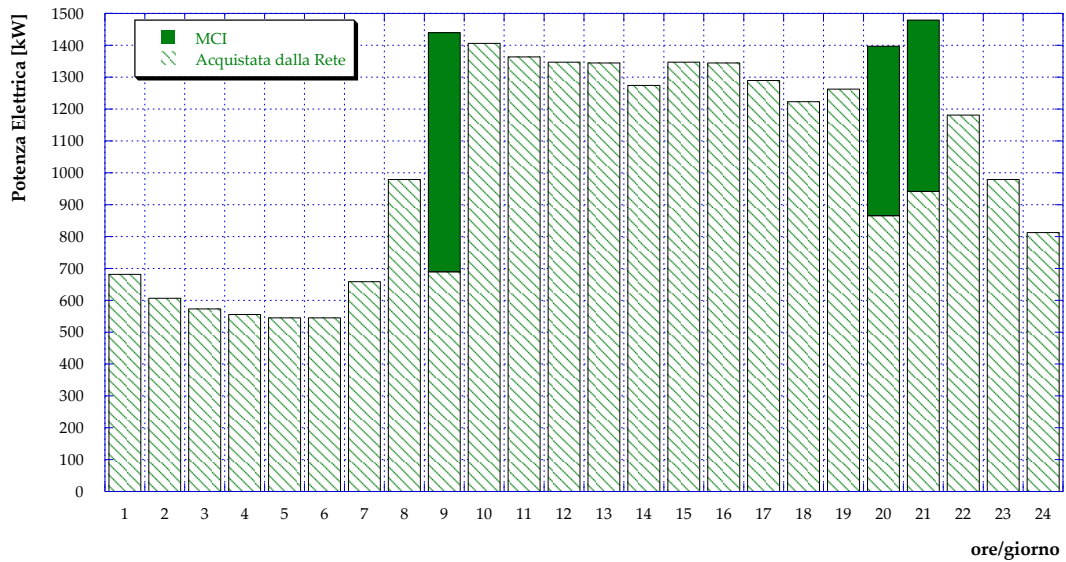


Figura 41 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

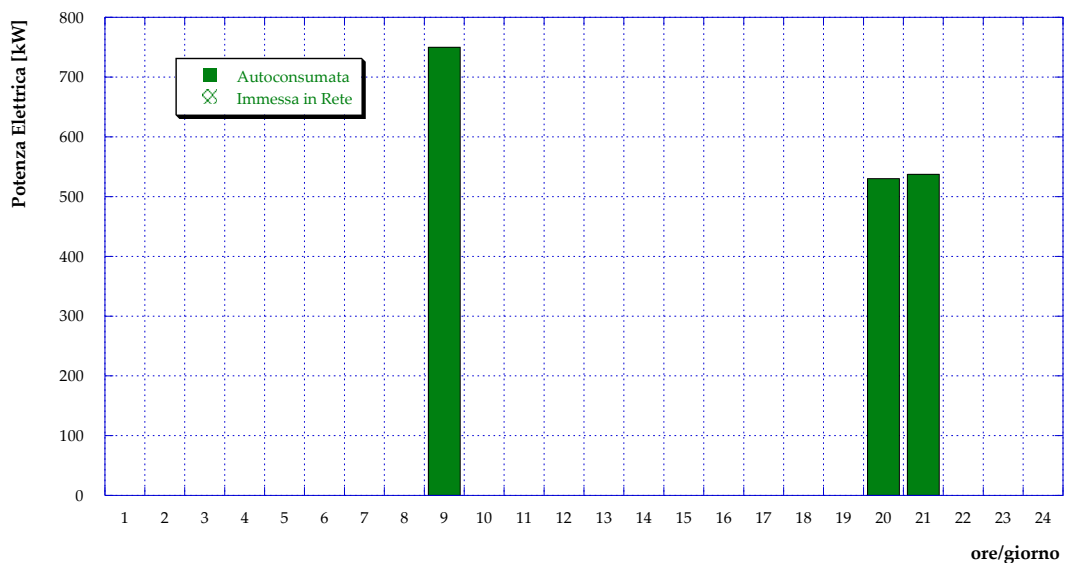


Figura 42 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo mezza stagione)

Come si può notare dall’osservazione dei risultati relativi ad una giornata tipo estiva, il motore cogenerativo per uno scheduling ottimale è acceso anche d’estate dalle ore 7:00 alle ore 21:00 comprese, consentendo: (i) il completo soddisfacimento del fabbisogno termico delle utenze e dunque il completo spegnimento delle caldaie (Figura 43) durante tutta la giornata e (ii) il completo soddisfacimento del fabbisogno elettrico nella fascia oraria dalle ore 9:00 alle ore 20:00 (si veda Figura 44).

In Figura 45 viene inoltre mostrato l’andamento del fabbisogno di energia frigorifera delle utenze, suddiviso tra gruppi frigoriferi a compressione ed assorbitori. Come si può notare, la maggior parte di tale fabbisogno è soddisfatto tramite i frigoriferi a compressione, alimentati dal motore cogenerativo o dalla rete elettrica nazionale; gli assorbitori, invece, che possono essere alimentati solo tramite il calore recuperato dal cogeneratore, sono attivi dalle ore 9:00 alle ore 21:00 e in questa fascia oraria contribuiscono al fabbisogno frigorifero per una quota che va da un minimo dello 0.1% (ore 21:00) ad un massimo attorno al 50% (durante le ore centrali della giornata).

Anche per l’estate, così come visto in inverno e durante la mezza stagione, la totalità della produzione elettrica del motore viene autoconsumata per soddisfare i fabbisogni (Figura 46). Come si può dedurre da Figura 46, inoltre, il motore lavora a pieno carico dalle ore 9:00 alle ore 20:00, mentre va in regolazione per le prime due ore di accensione (tra le 7:00 e le 8:00) e alle 21:00.

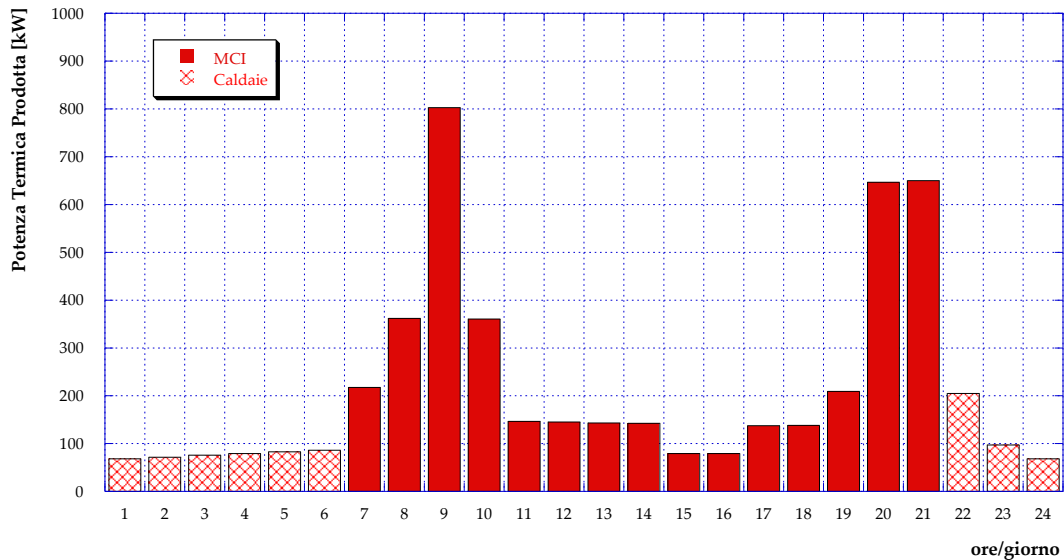


Figura 43 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

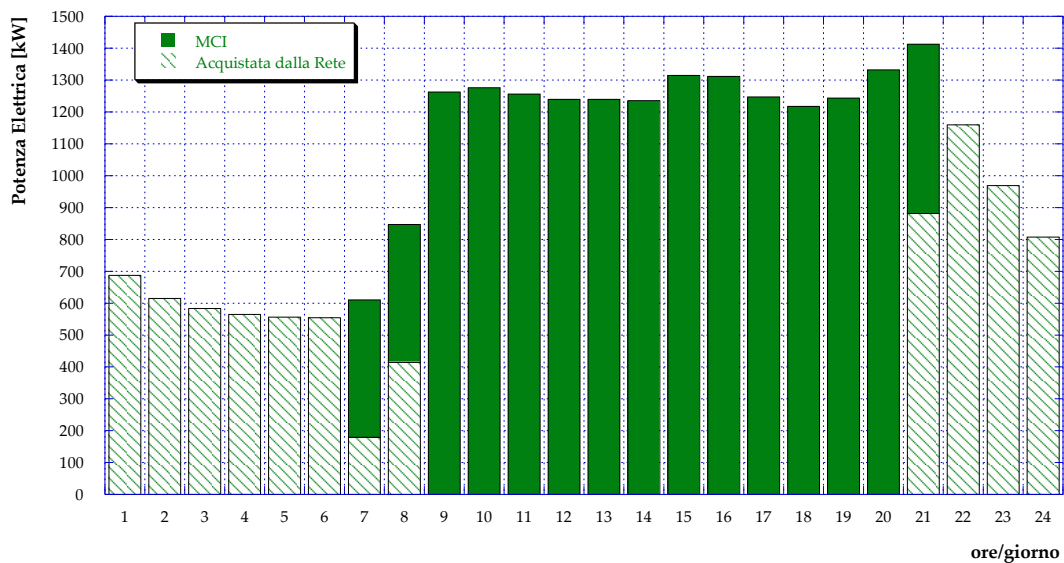


Figura 44 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

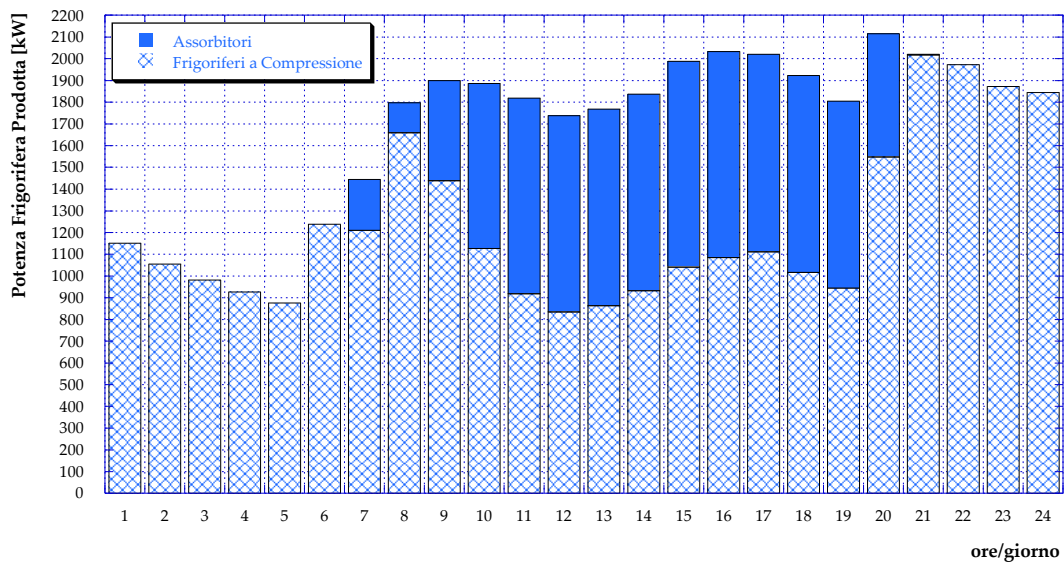


Figura 45 – Caso A: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

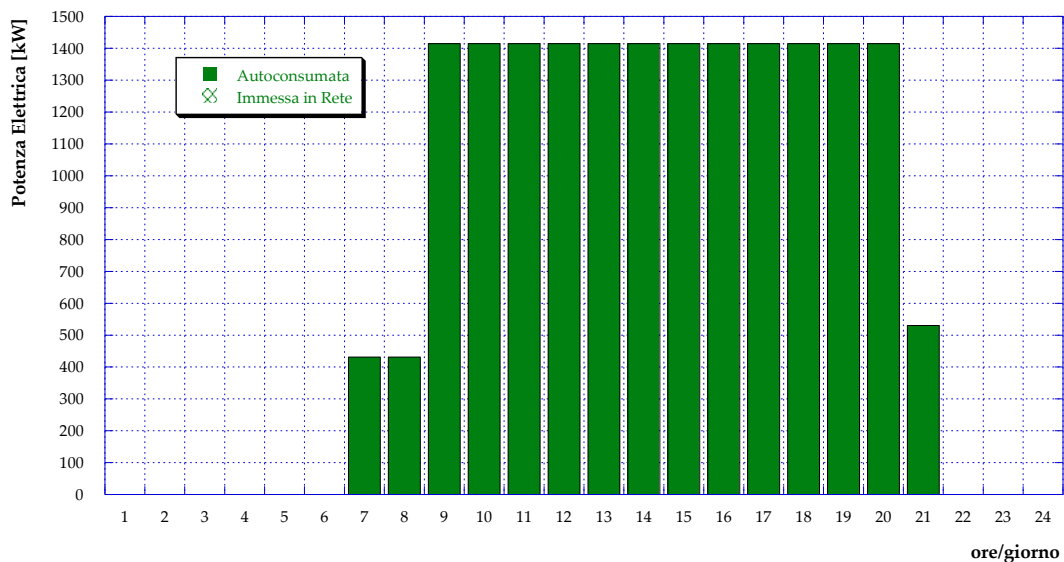


Figura 46 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

7.3 Caso B1

Questa configurazione, come mostrato in **Figura 47**, prevede l'aggiunta – presso la centrale – di un secondo motore a combustione interna ad uso cogenerativo identico (in termini di potenze ed efficienze nominali) a quello attualmente presente presso la centrale di Corticella e di una pompa di calore alimentata unicamente dai due cogeneratori. Analogamente a quanto visto per il Caso A, inoltre, vengono considerati gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento per garantire la domanda di energia frigorifera delle utenze.

Osservando la **Figura 48** – che mostra l'andamento del fabbisogno termico e i contributi dei diversi sistemi di generazione al suo soddisfacimento durante una giornata tipo invernale – si può notare un importante decremento dell'utilizzo delle caldaie, le quali vengono accese solo durante la notte (tra le ore 24:00 e le ore 4:00), quando i fabbisogni sono minimi, e un paio di ore la mattina. Grazie all'installazione di una pompa di calore e alla presenza di un ulteriore cogeneratore, infatti, la quasi totalità della richiesta termica riesce ad essere garantita tramite il calore recuperato dai cogeneratori e dallo sfruttamento (tramite la PdC) dell'energia elettrica disponibile in grande quantità. L'andamento del fabbisogno elettrico (delle utenze e della stazione di pompaggio situata in centrale) e i contributi per il suo soddisfacimento,

presentati in **Figura 49**, risultano invariati rispetto al Caso A, così come il fatto che il 100% dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione venga autoconsumata (**Figura 50**).

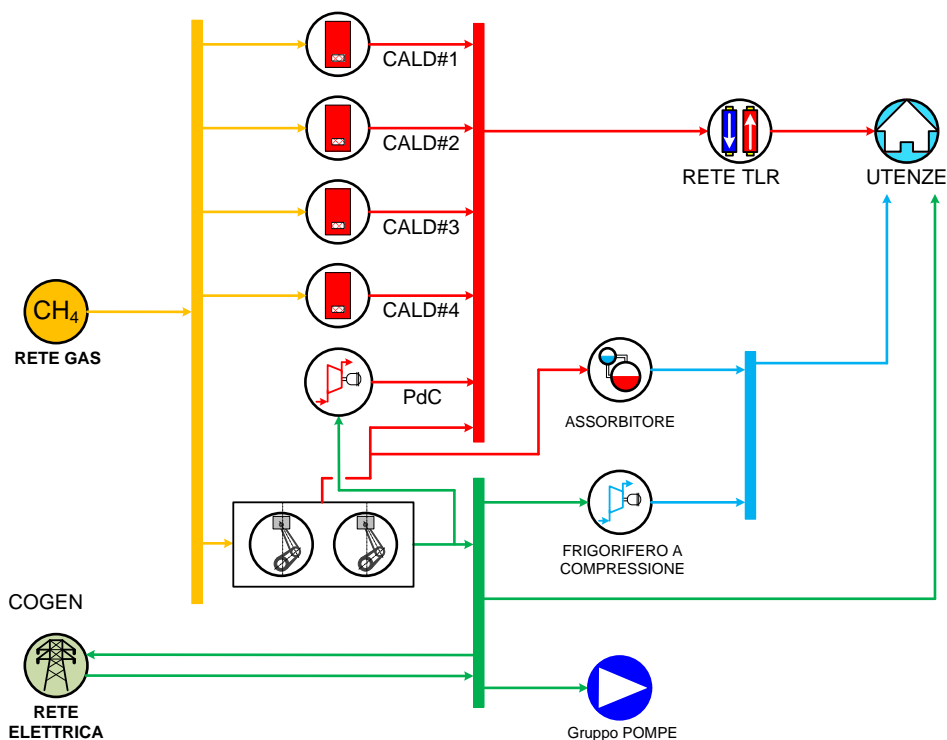


Figura 47 – Schema del Caso B1

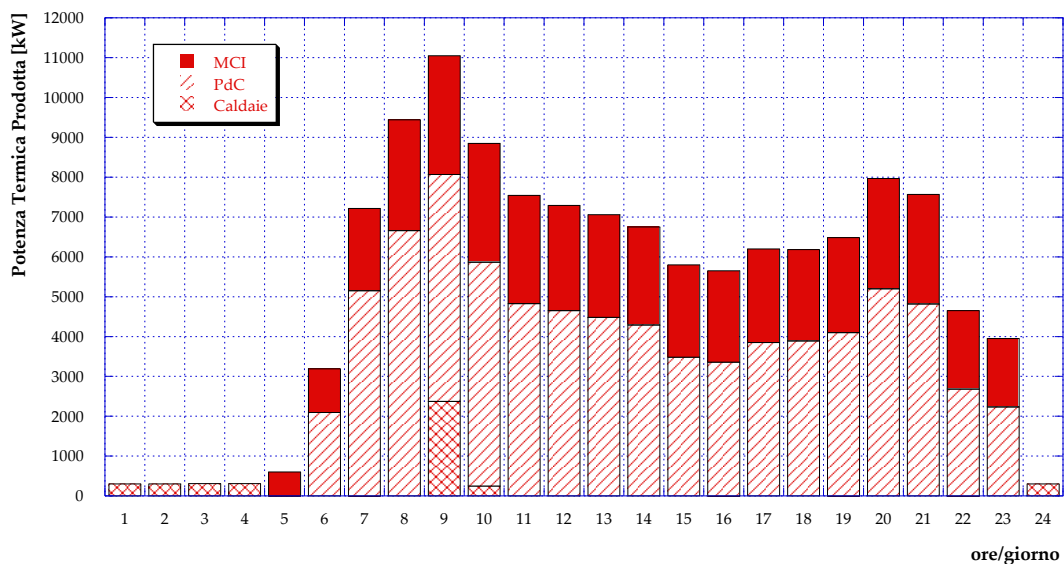


Figura 48 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

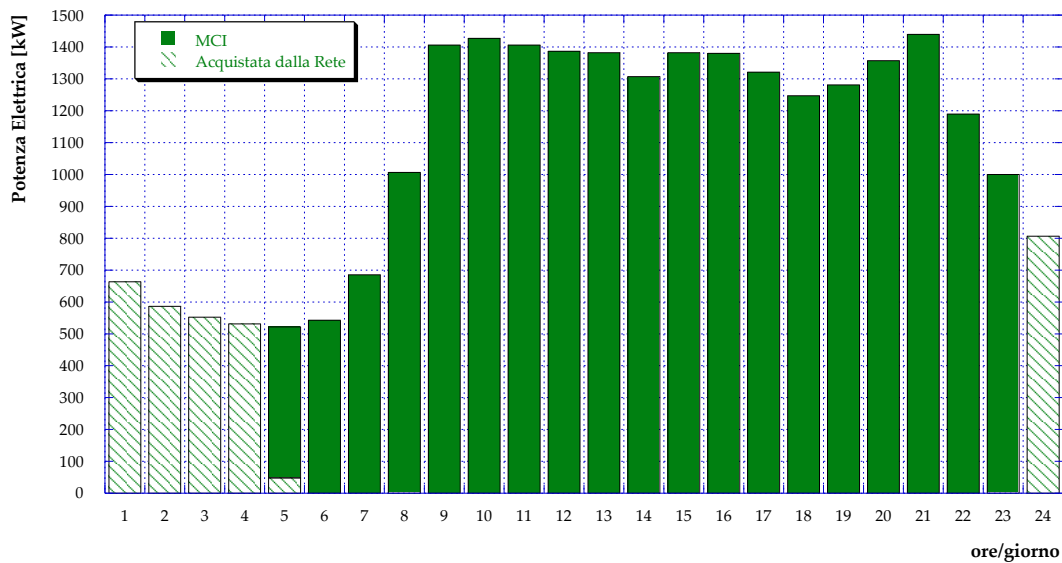


Figura 49 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

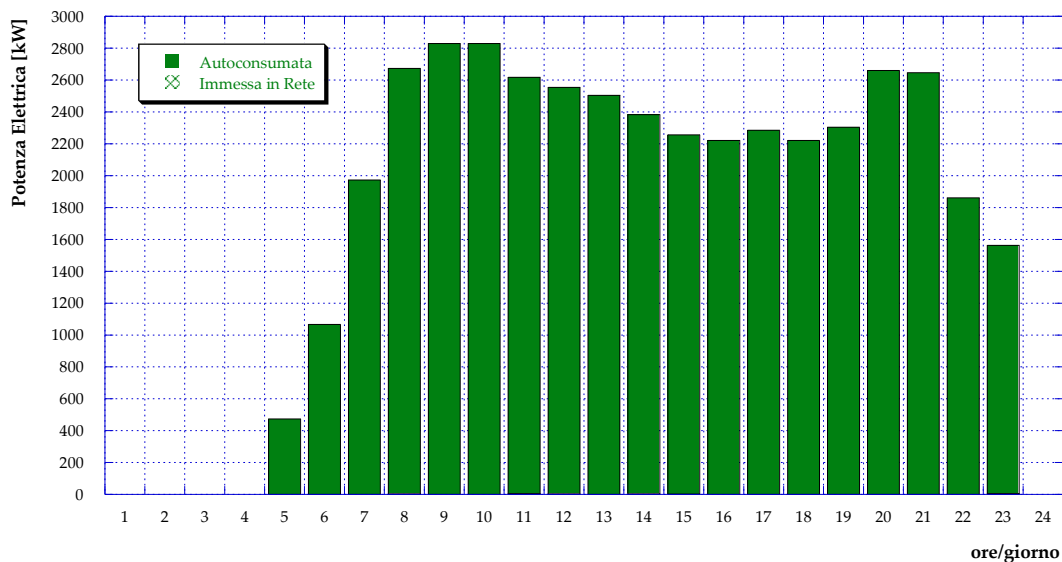


Figura 50 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

Per quanto riguarda la mezza stagione, in **Figura 51** ed in **Figura 52** sono presentati i risultati rispettivamente relativi agli andamenti giornalieri del fabbisogno termico e del fabbisogno elettrico delle utenze, suddivisi in base ai sistemi di generazione coinvolti. Tali andamenti sono invariati rispetto ai corrispondenti del Caso A; inoltre, come si può vedere da **Figura 51**, la pompa di calore non entra mai in funzione durante la mezza stagione. L'applicazione dell'algoritmo genetico infatti restituisce come risultato dell'ottimizzazione che uno solo dei due motori sia in funzione, nelle stesse modalità del caso precedente. Ancora una volta la produzione elettrica del motore viene interamente autoconsumata (si veda **Figura 53**).

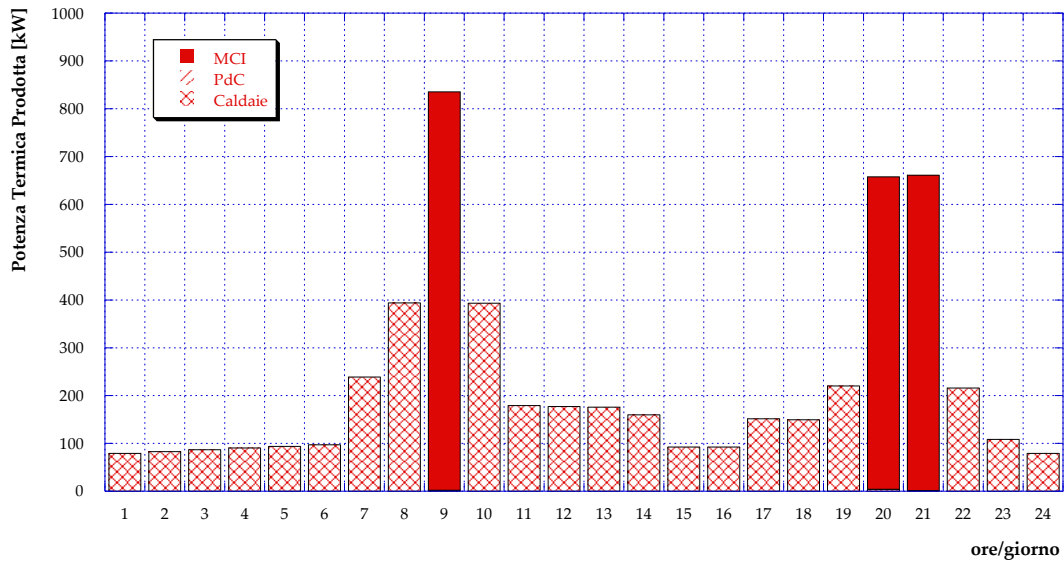


Figura 51 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

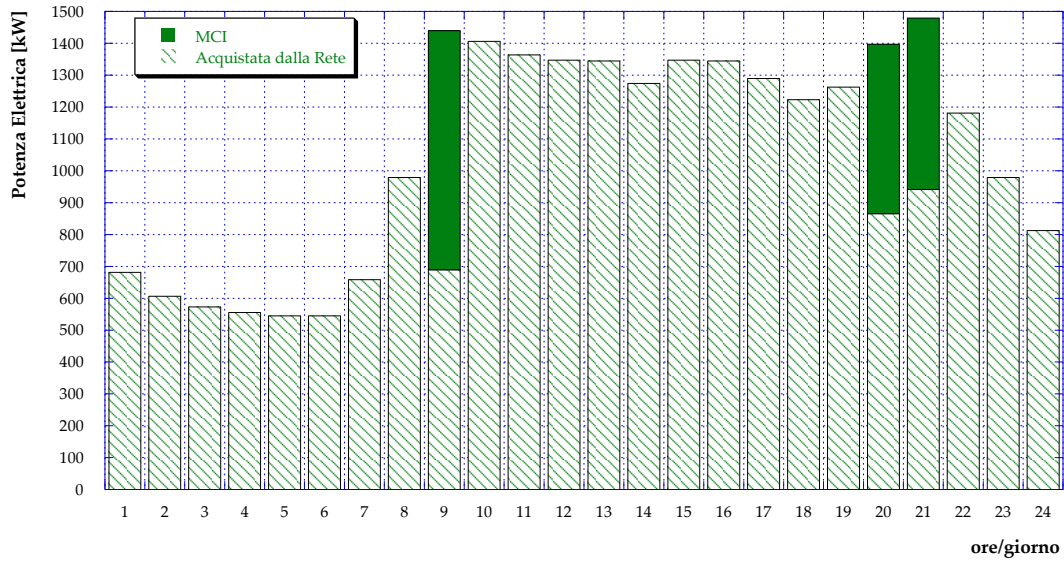


Figura 52 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

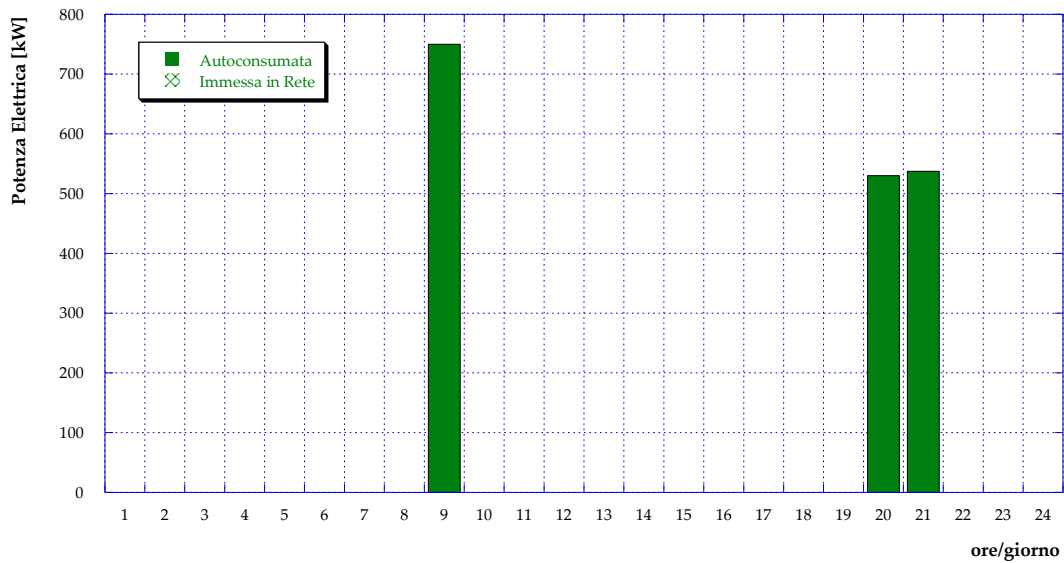


Figura 53 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

In **Figura 54**, in **Figura 55** ed in **Figura 56** sono rispettivamente mostrati gli istogrammi relativi ai fabbisogni termico, elettrico e frigorifero durante una giornata tipo estiva. Le differenze, rispetto agli andamenti presentati per il Caso A nel paragrafo precedente, risiedono nella ripartizione dei carichi tra gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento per il soddisfacimento del fabbisogno frigorifero complessivo delle utenze. Grazie all'aggiunta di un secondo motore cogenerativo, infatti, il contributo che è in grado di fornire l'assorbitore subisce un incremento, con un picco del 60% alle ore 12:00. Per il maggior contributo dell'assorbitore e grazie all'aumento della produzione elettrica in cogenerazione, inoltre, questa configurazione consente di diminuire l'energia elettrica che è necessario acquistare dalla rete durante il periodo estivo per i gruppi a compressione.

L'energia elettrica prodotta dai motori a combustione interna durante una giornata tipo estiva – il cui andamento è presentato in **Figura 57** – viene completamente autoconsumata (non è presente immissione in rete) e risulta incrementata: il valore massimo si registra alle ore 20:00, con una produzione del 32% superiore al caso di presenza di un solo motore.

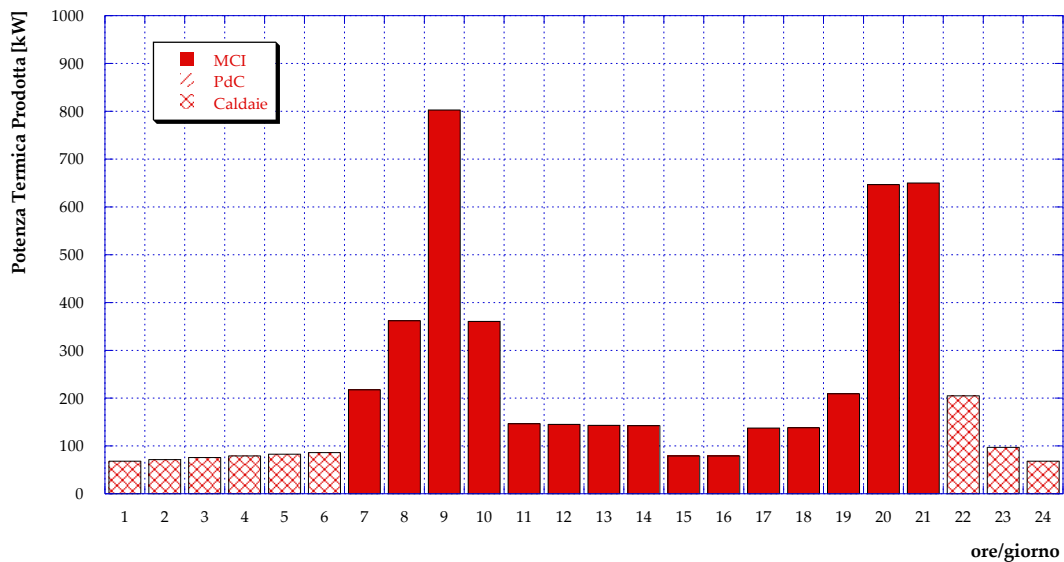


Figura 54 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

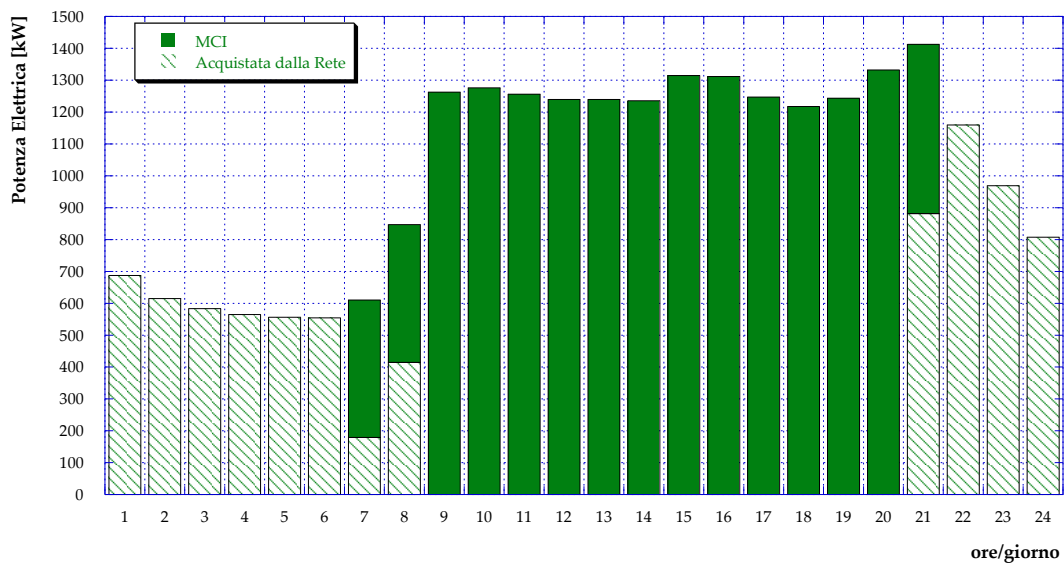


Figura 55 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

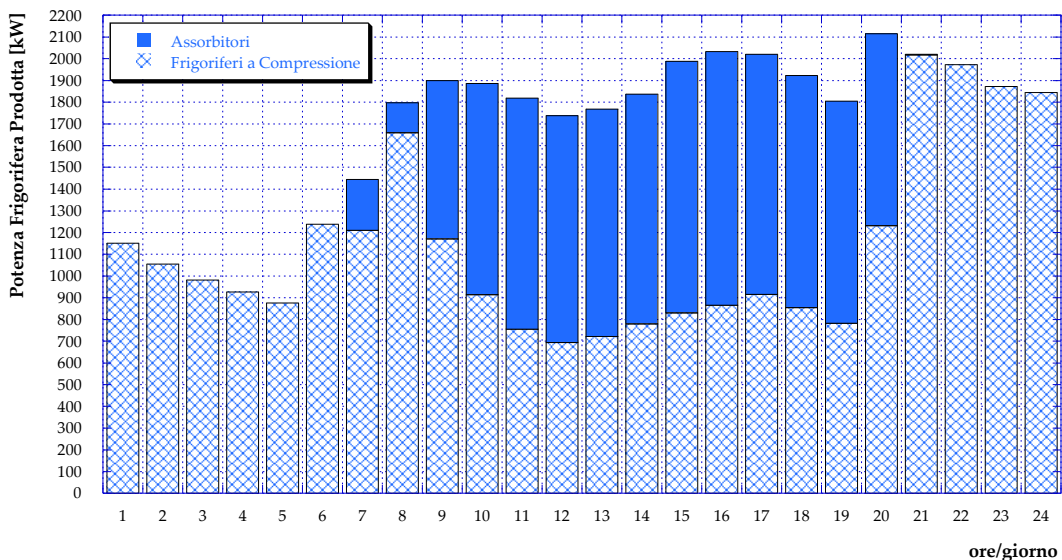


Figura 56 – Caso B1: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

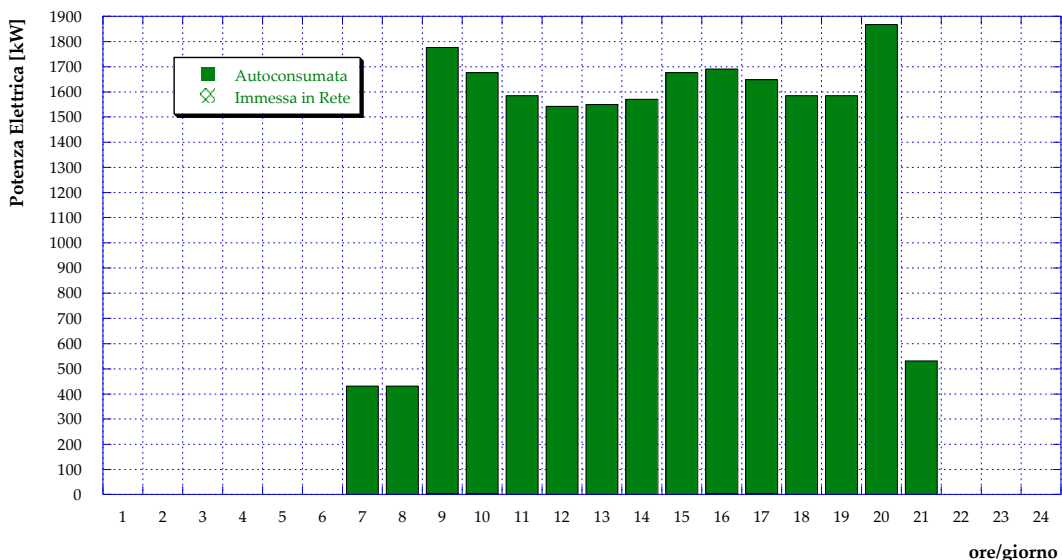


Figura 57 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

7.4 Caso B2

La configurazione della centrale di produzione considerata per il presente scenario è rappresentata dallo stesso schema presentato nel Caso B1, riproposto per completezza in **Figura 58**. Tuttavia, in questo caso si considera che il motore a combustione interna aggiunto a quello attualmente presente sia di piccola taglia e presenti le specifiche elencate in **Tabella 10**.

I risultati relativi all’ottimizzazione dello scheduling dei sistemi energetici per una giornata tipo invernale sono pertanto presentati in **Figura 59**, in **Figura 60** ed in **Figura 61**. In particolare, dalla **Figura 59** si può osservare come nell’arco della giornata vi sia sempre una quota parte del fabbisogno termico coperta tramite il calore cogenerativo. Infatti, l’aggiunta di un motore di piccola taglia consente di sfruttarlo anche durante le ore notturne in cui la richiesta termica è minore. D’altra parte, l’impiego delle caldaie risulta essere sempre ridotto rispetto al Caso A, ma incrementato rispetto al Caso B1: ciò è chiaramente dovuto alla minor capacità di calore disponibile dai cogeneratori. Per la stessa ragione, l’apporto delle pompe di calore risulta ridotto rispetto al caso precedente.

Le medesime considerazioni, inoltre, sono applicabili quando si va a considerare la ripartizione dei carichi tra cogeneratori e rete nazionale per il soddisfacimento del fabbisogno elettrico delle utenze e per la stazione di pompaggio (Figura 60).

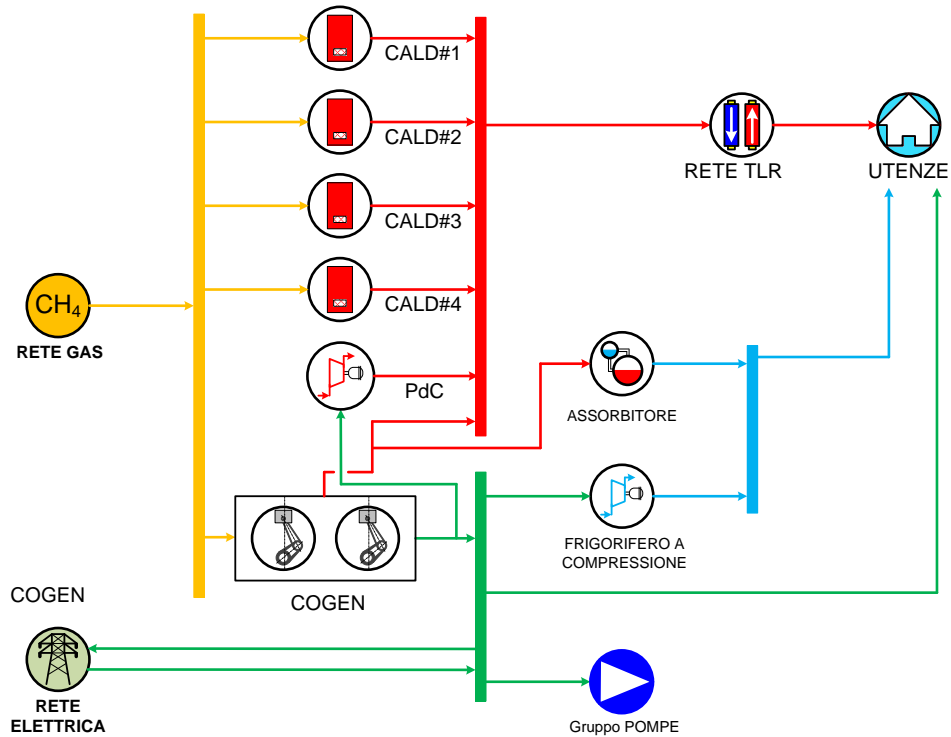


Figura 58 – Schema del Caso B2

Tabella 10 – Caratteristiche di design del secondo motore

Potenza Elettrica di Design	45 kW
Potenza Termica di Design	63 kW
Efficienza Elettrica di Design	0.325
Efficienza Termica di Design	0.455

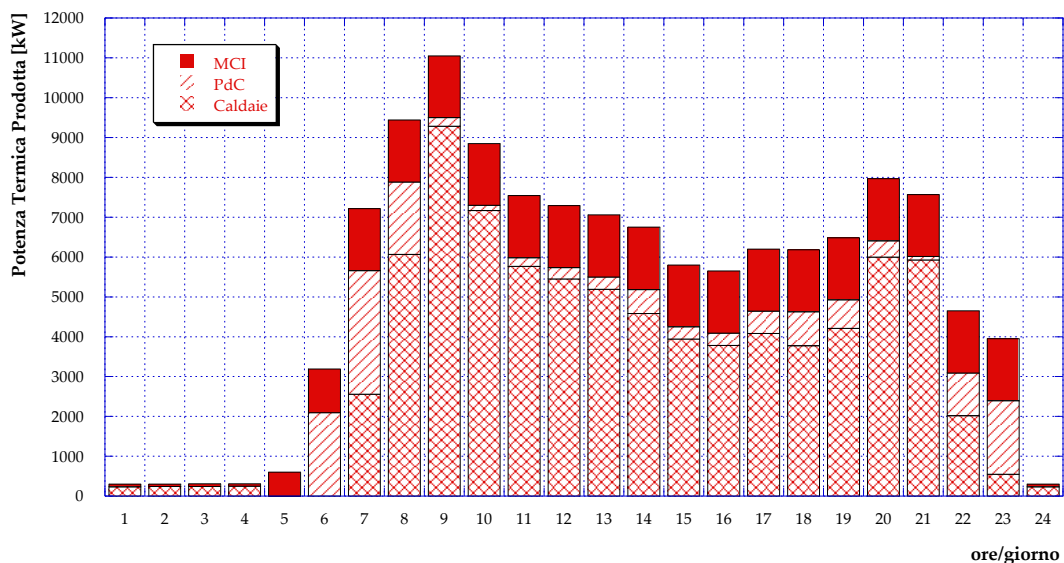


Figura 59 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

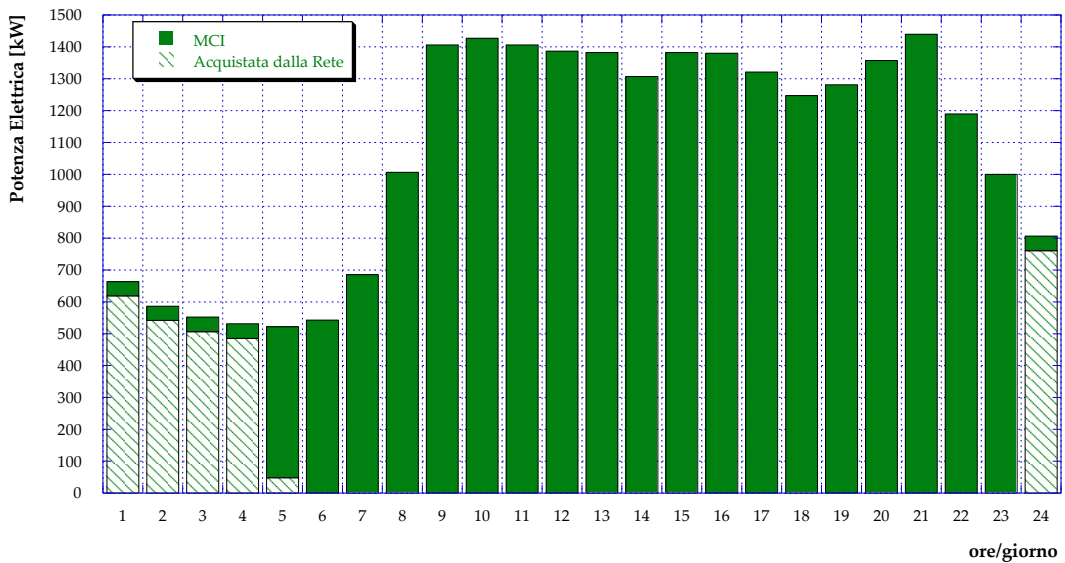


Figura 60 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

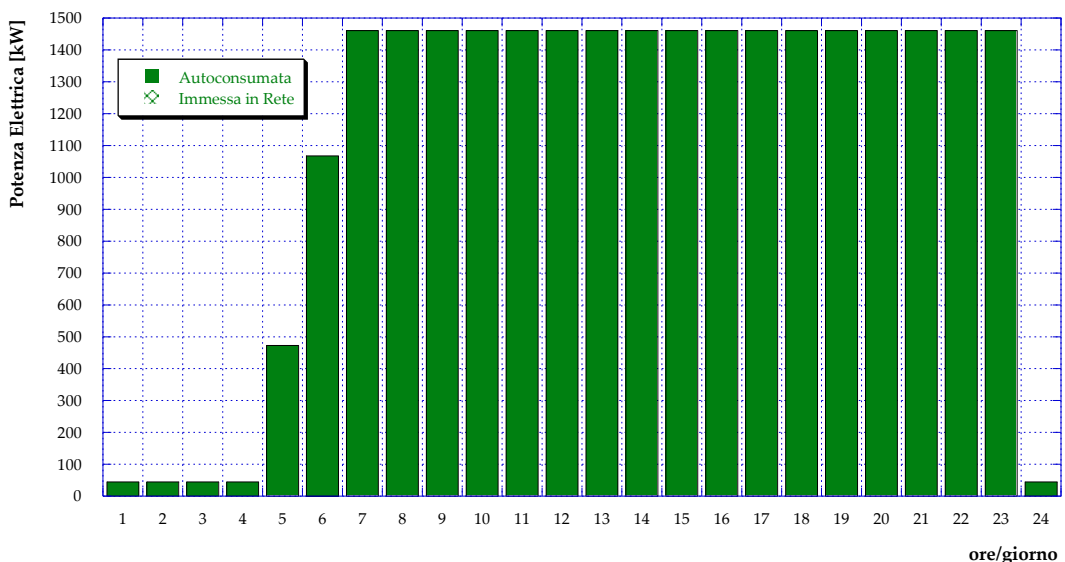


Figura 61 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

Analogamente, durante la mezza stagione il motore di piccola taglia consente una diminuzione dell’utilizzo delle caldaie (si veda [Figura 62](#)) ed una diminuzione dell’energia elettrica acquistata dalla rete ([Figura 63](#)), mantenendo nulla la quantità di energia elettrica immessa in rete ([Figura 64](#)).

Un’ulteriore riduzione nell’impiego della caldaia si registra in estate, in cui il calore recuperato dai motori riesce a coprire completamente il fabbisogno termico delle utenze dalle ore 8:00 alle ore 21:00 e rappresenta una buona parte della produzione durante le restanti ore (si veda [Figura 65](#)). Per quanto riguarda i consumi elettrici, invece, [Figura 66](#) mostra come i due motori cogenerativi riescano a soddisfare completamente il fabbisogno delle utenze e per il pompaggio dalle ore 9:00 alle ore 20:00 e parzialmente nelle restanti ore della giornata estiva. La minor taglia del secondo motore cogenerativo, inoltre, implica un minor contributo alla produzione frigorifera dei gruppi ad assorbimento rispetto al Caso B1 (si veda [Figura 67](#)).

La totalità della produzione elettrica dei motori cogenerativi viene autoconsumata anche in questo caso ([Figura 68](#)).

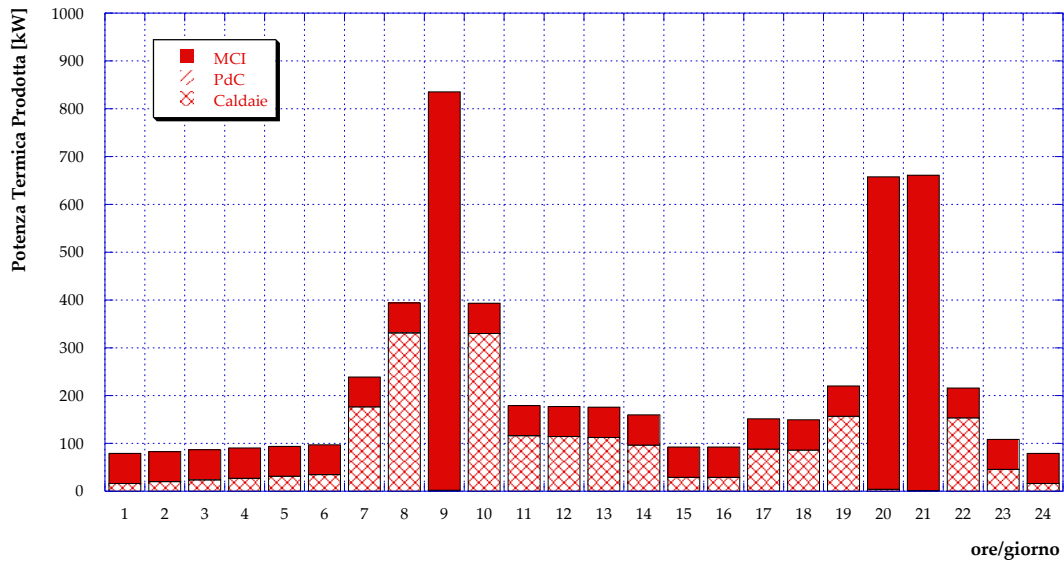


Figura 62 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

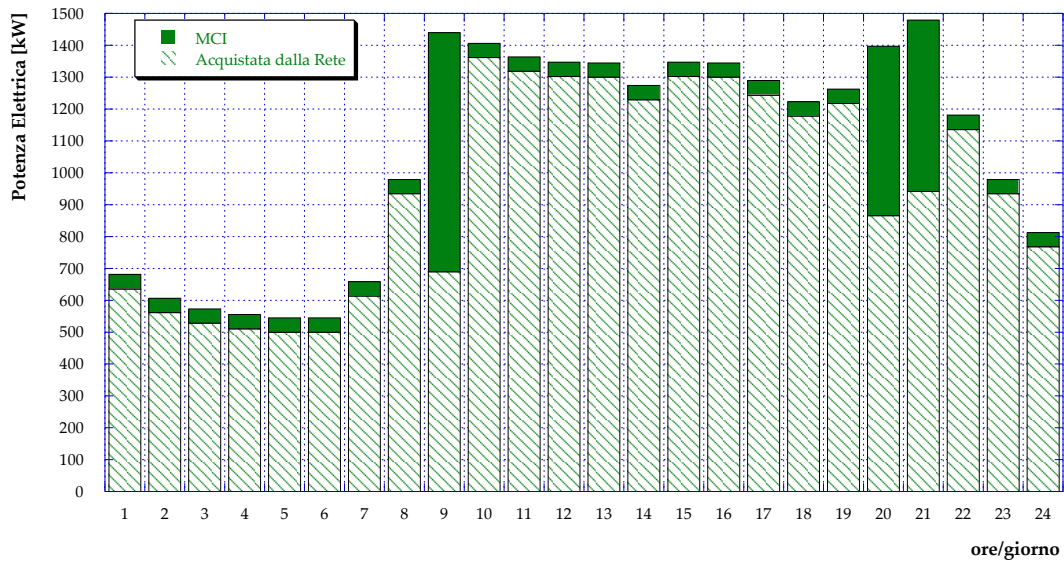


Figura 63 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

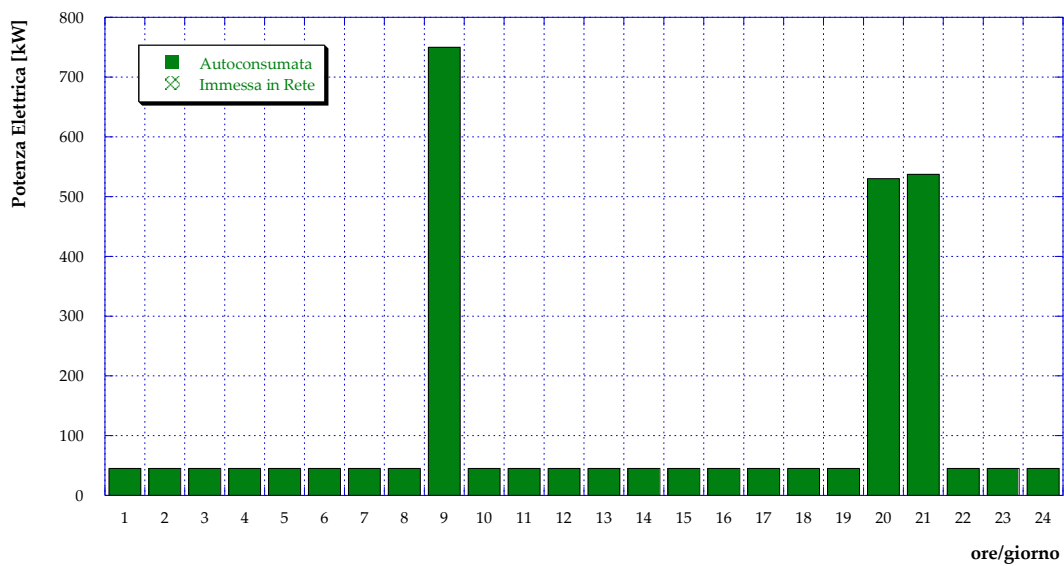


Figura 64 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

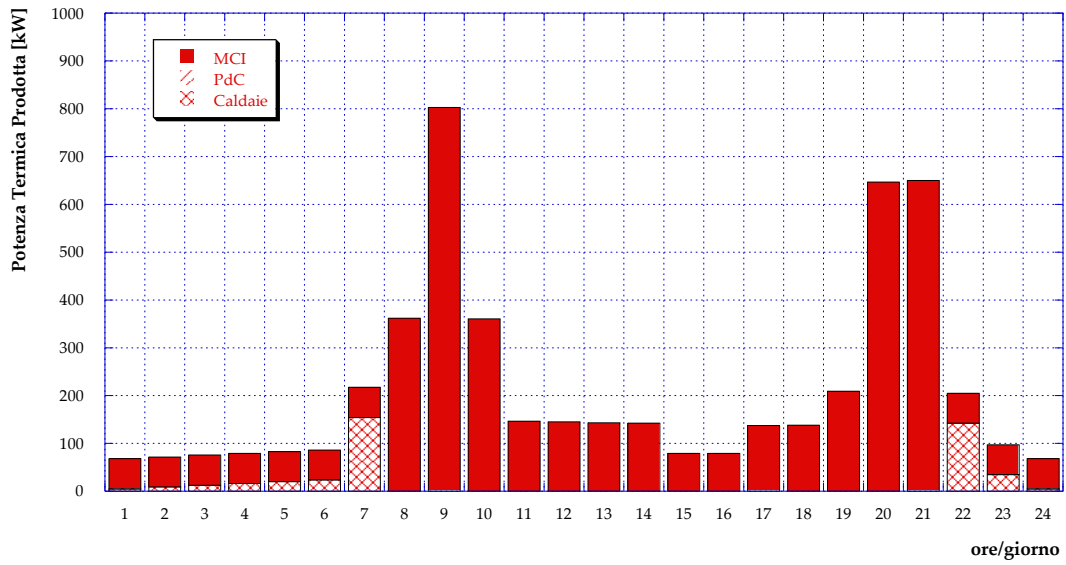


Figura 65 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

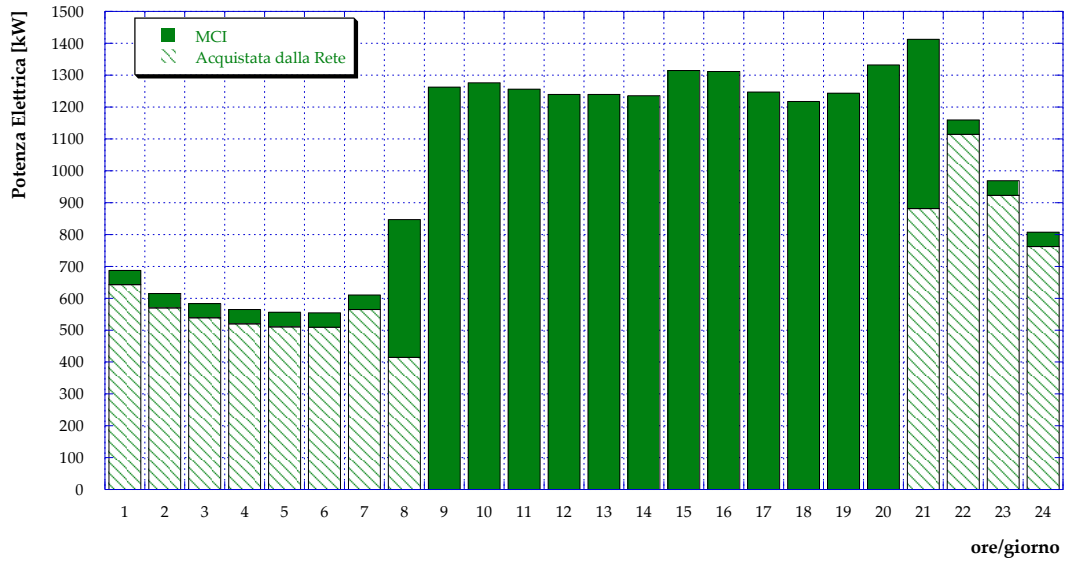


Figura 66 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

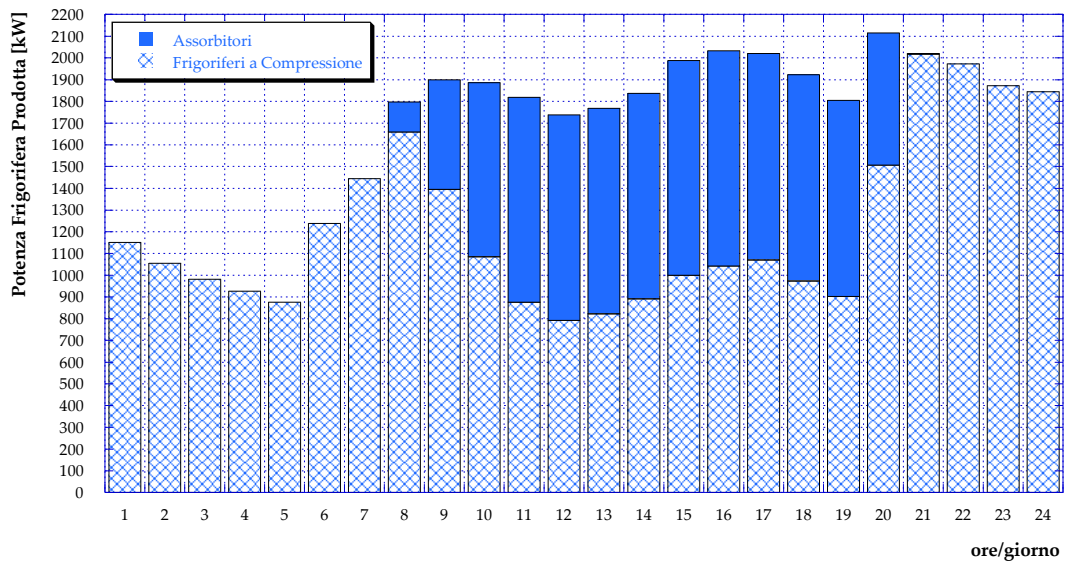


Figura 67 – Caso B2: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

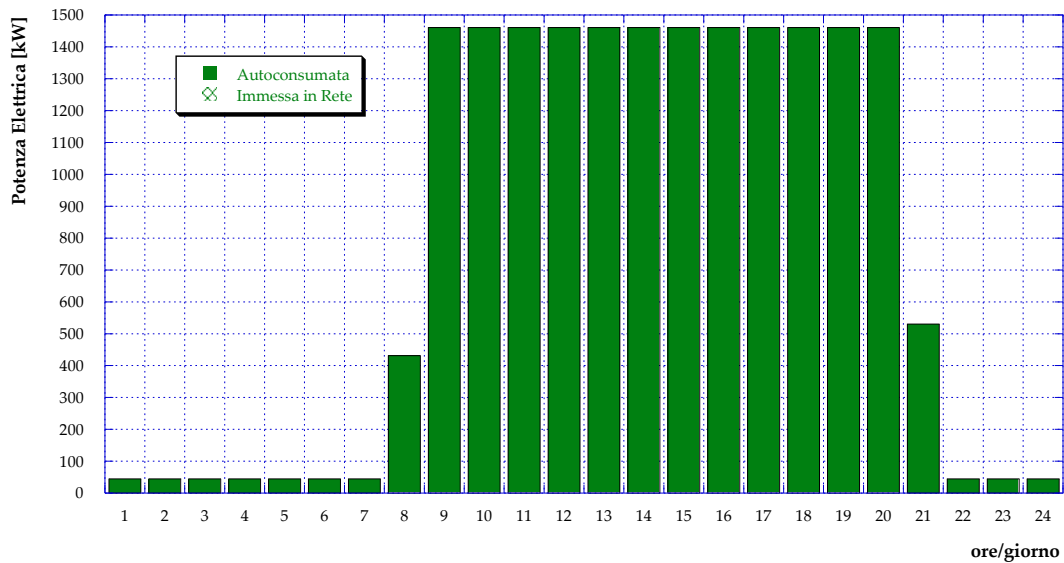


Figura 68 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

7.5 Caso B3

La presente configurazione, presentata in **Figura 69**, prevede l'aggiunta di un motore a combustione interna uguale a quello presente (come nel Caso B1) più un serbatoio di accumulo termico le cui specifiche sono elencate in **Tabella 11**. Il volume di tale serbatoio di accumulo – pari a 2 m³ – è stato individuato come quello che consente la completa restituzione nell'arco di una giornata dell'energia termica stoccata.

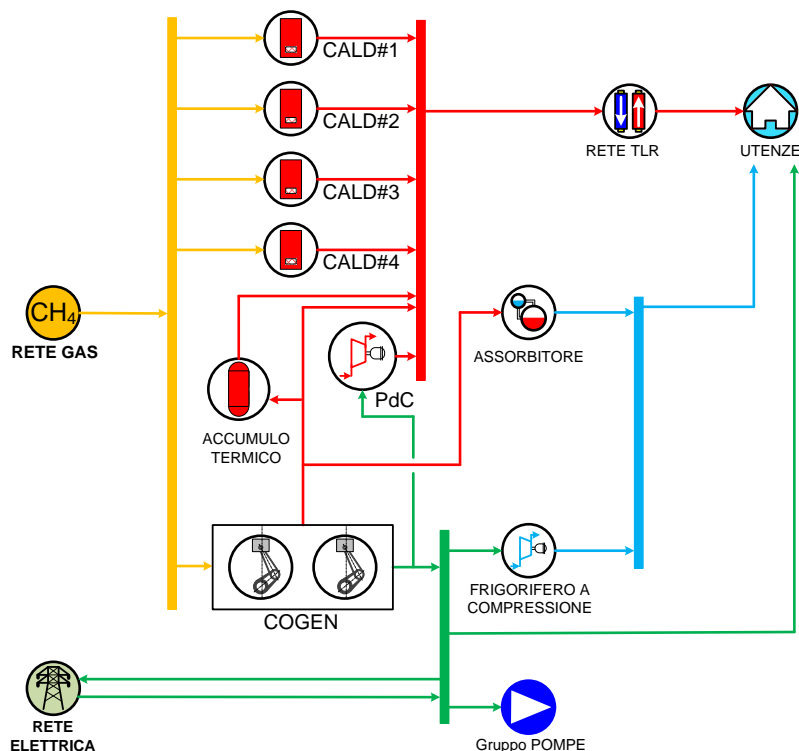


Figura 69 – Schema del Caso B3

I risultati dell'ottimizzazione condotta per una giornata tipo invernale sono presentati in **Figura 70** e **Figura 71**, rispettivamente per quanto riguarda l'andamento del fabbisogno termico delle utenze (**Figura 70**) e di

quello elettrico delle utenze e per il pompaggio (Figura 71), suddivisi in base ai contributi forniti dai diversi sistemi energetici. Come si può facilmente notare, la situazione è molto simile – seppur non identica – a quella ottenuta per il Caso B1: durante la giornata invernale infatti l'utilizzo del serbatoio di accumulo risulta essere estremamente ridotto.

In Figura 72 viene infine riportato l'andamento giornaliero della potenza elettrica prodotta dai motori cogenerativi, suddivisa tra autosonsumo ed immissione in rete: quest'ultima risulta ancora una volta nulla.

Tabella 11 – Caratteristiche serbatoio di accumulo termico

Volume	2 m ³
Temperatura Minima	70 °C
Temperatura Massima	120 °C

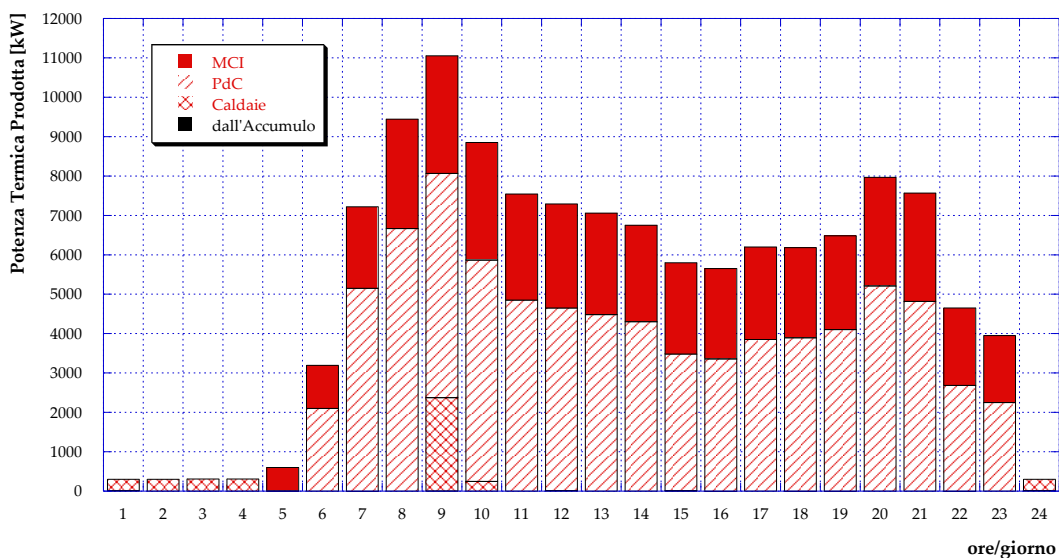


Figura 70 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

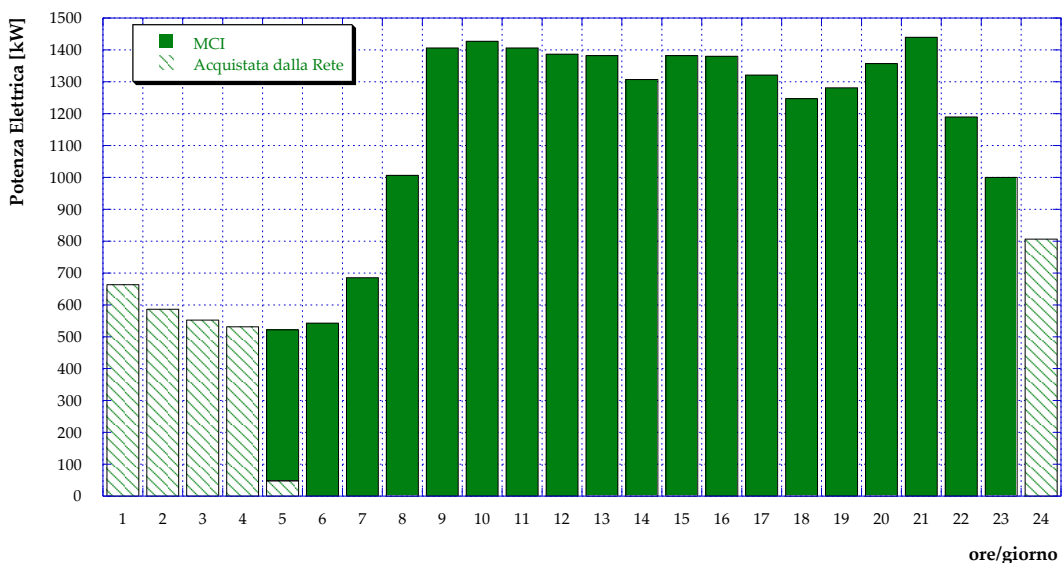


Figura 71 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

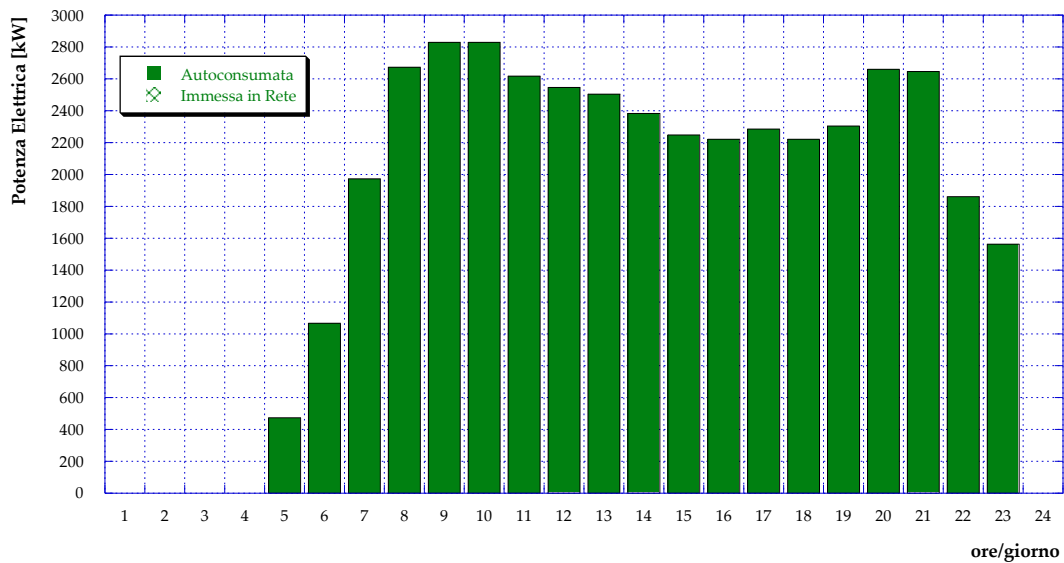


Figura 72 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

L'applicazione dell'algoritmo genetico ad una giornata tipo di mezza stagione, invece, restituisce i risultati presentati in **Figura 73** ed in **Figura 74** rispettivamente in relazione ai fabbisogni termico ed elettrico. Come si può notare da **Figura 73**, rispetto a quanto visto per il Caso B1 la presenza dell'accumulo termico consente da un lato di ridurre l'impiego delle caldaie (alle ore 10:00 e alle ore 22:00) e dall'altro di ridurre il carico del motore (ore 21:00). Conseguentemente, si registra un lieve aumento nell'energia elettrica acquistata dalla rete (si veda **Figura 74**). Anche durante la mezza stagione la totalità della produzione elettrica da cogeneratore viene autoconsumata (**Figura 75**).

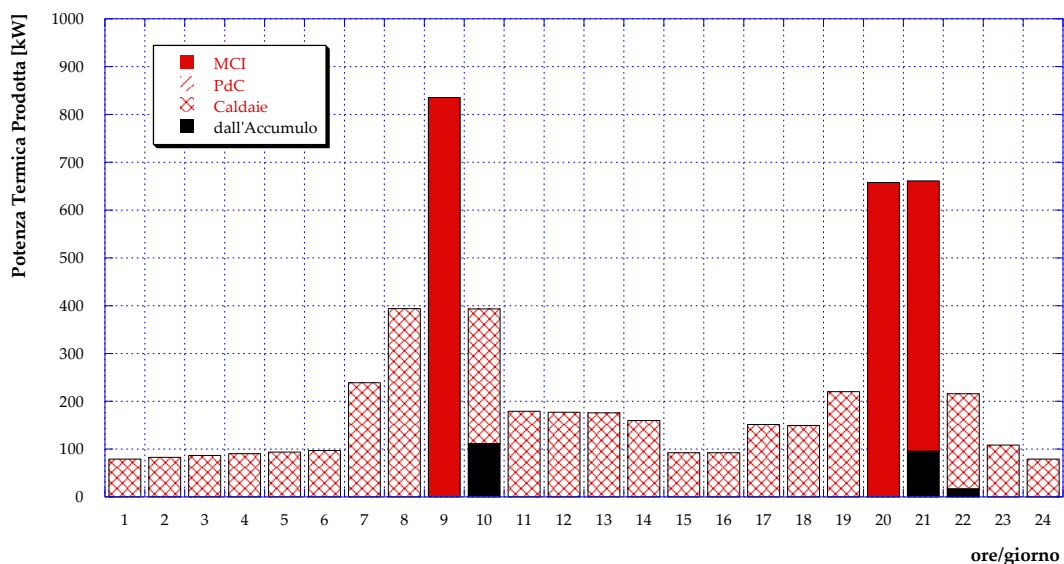


Figura 73 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

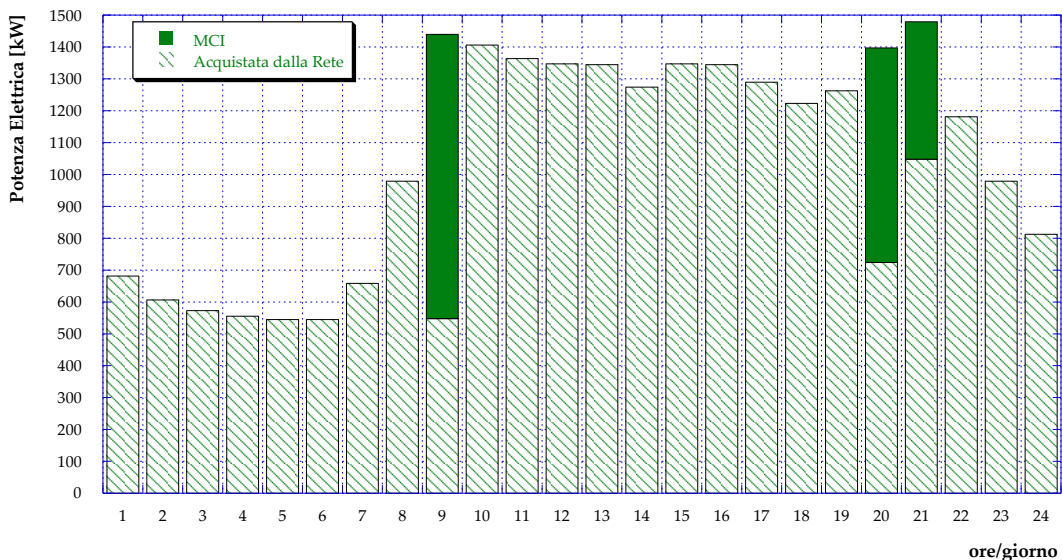


Figura 74 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

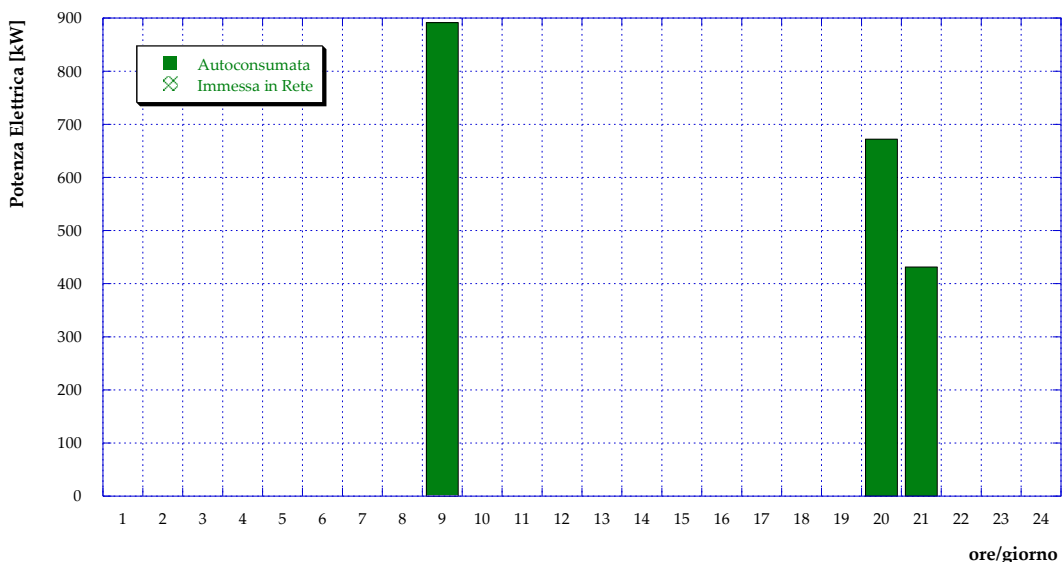


Figura 75 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

Il fabbisogno termico durante una giornata tipo estiva (si veda [Figura 76](#)) è invece coperto quasi interamente tramite recupero da motore cogenerativo tra le ore 8:00 e le ore 21:00, mentre durante le ore notturne sono attive solo le caldaie ausiliarie; si registra inoltre un contributo del serbatoio di accumulo in corrispondenza delle ore 21:00. Rispetto al Caso B1, pertanto, con lo scheduling ottimo dei sistemi si ha una leggera riduzione del carico dei motori in corrispondenza delle ore 21:00, visibile anche in [Figura 77](#) relativamente al contributo dei motori al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici. In [Figura 78](#) è mostrata la situazione relativa al fabbisogno frigorifero: il contributo degli assorbitori risulta lievemente ridotto rispetto al Caso B1, sempre in ragione della diminuzione del carico dei cogeneratori. In [Figura 79](#) è infine presentato l'andamento giornaliero dell'autoconsumo di energia elettrica.

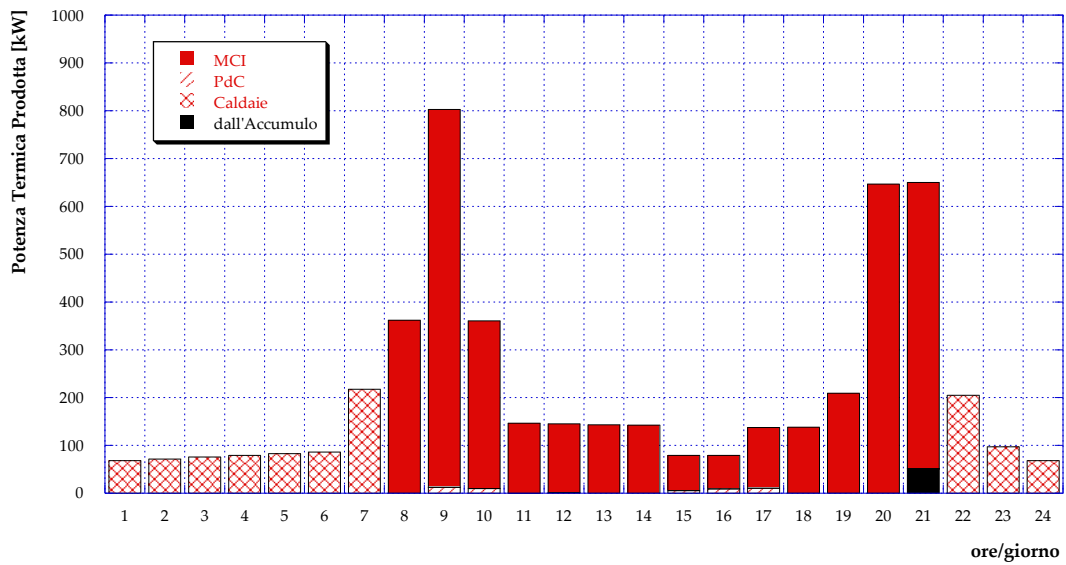


Figura 76 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estiva)

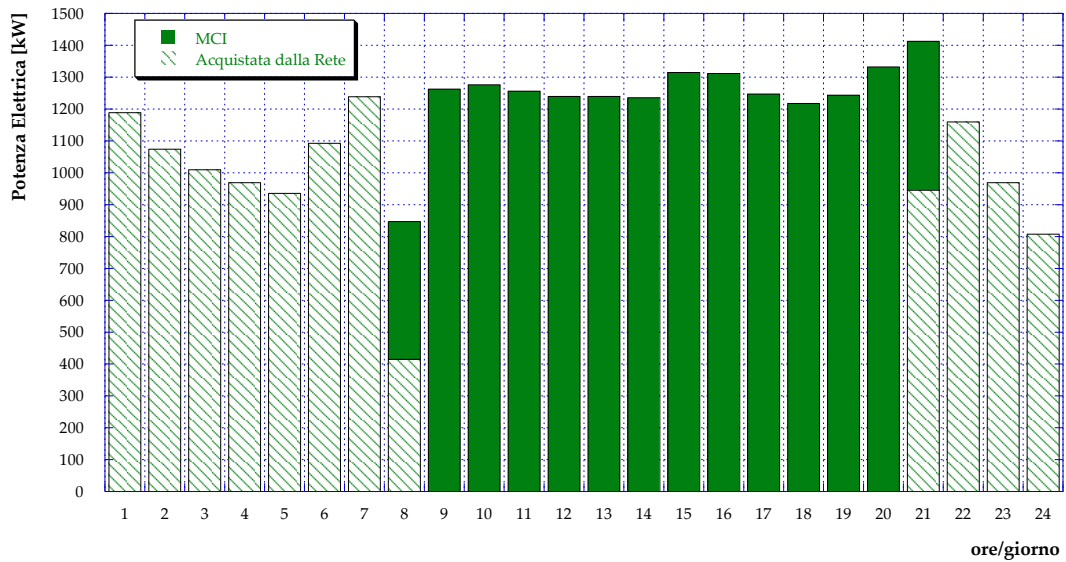


Figura 77 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estiva)

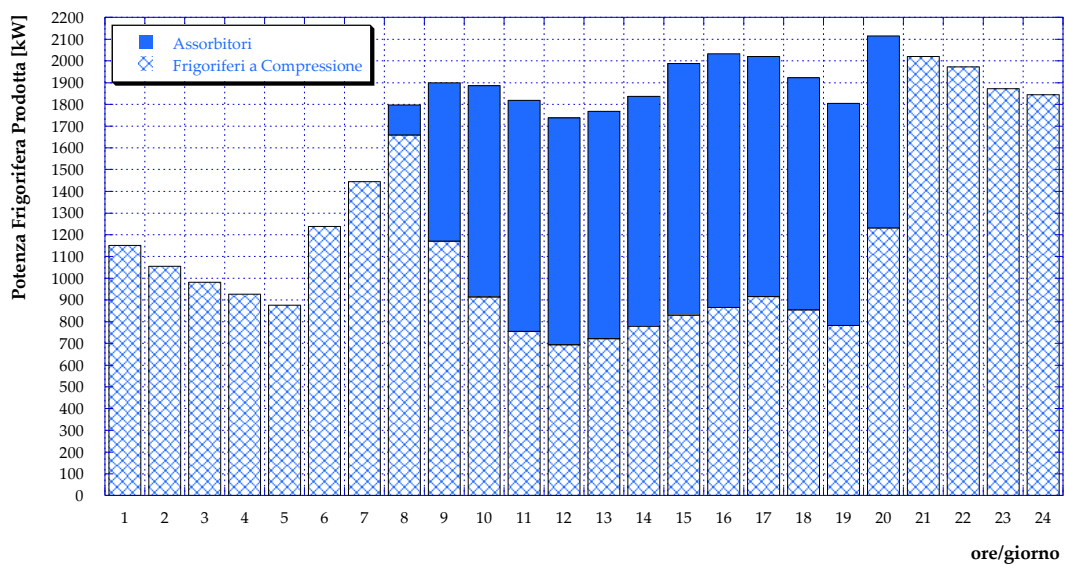


Figura 78 – Caso B3: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

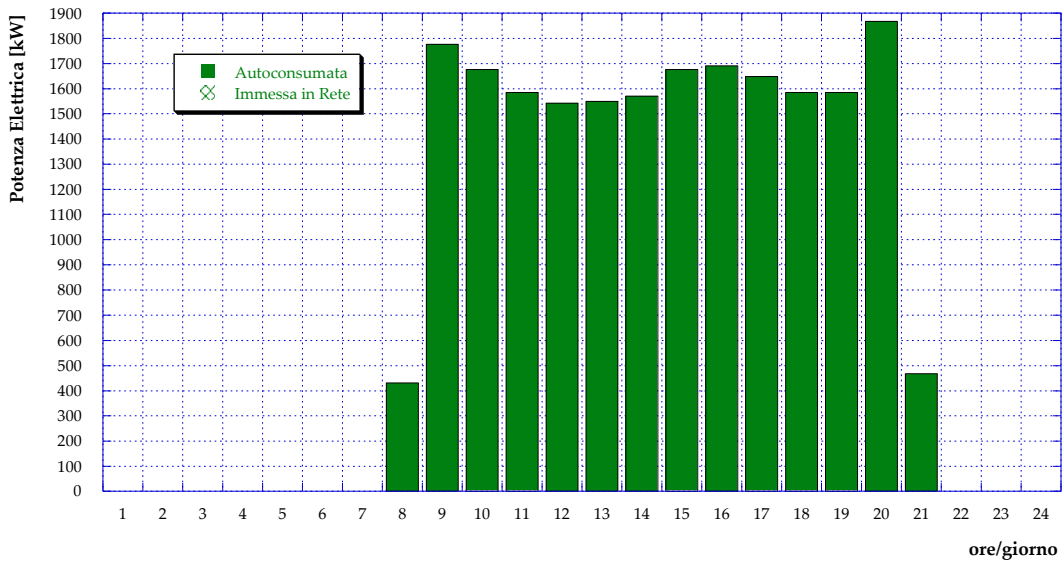


Figura 79 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo estiva)

7.6 Caso C1

Questa configurazione prevede l’installazione – presso la centrale di Corticella – di pannelli solari fotovoltaici e di una pompa di calore, in aggiunta al motore cogenerativo e alle quattro caldaie attualmente presenti (Figura 80). Come per i casi precedentemente analizzati il fabbisogno di energia frigorifera è soddisfatto per mezzo di gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento. In considerazione della superficie effettivamente disponibile presso la centrale e le caratteristiche del sito di installazione, per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici si ipotizzano le medesime specifiche precedentemente motivate [15]: la superficie utile di fotovoltaico installato è pari a 300 m² e si assume un’efficienza di conversione pari al 10%.

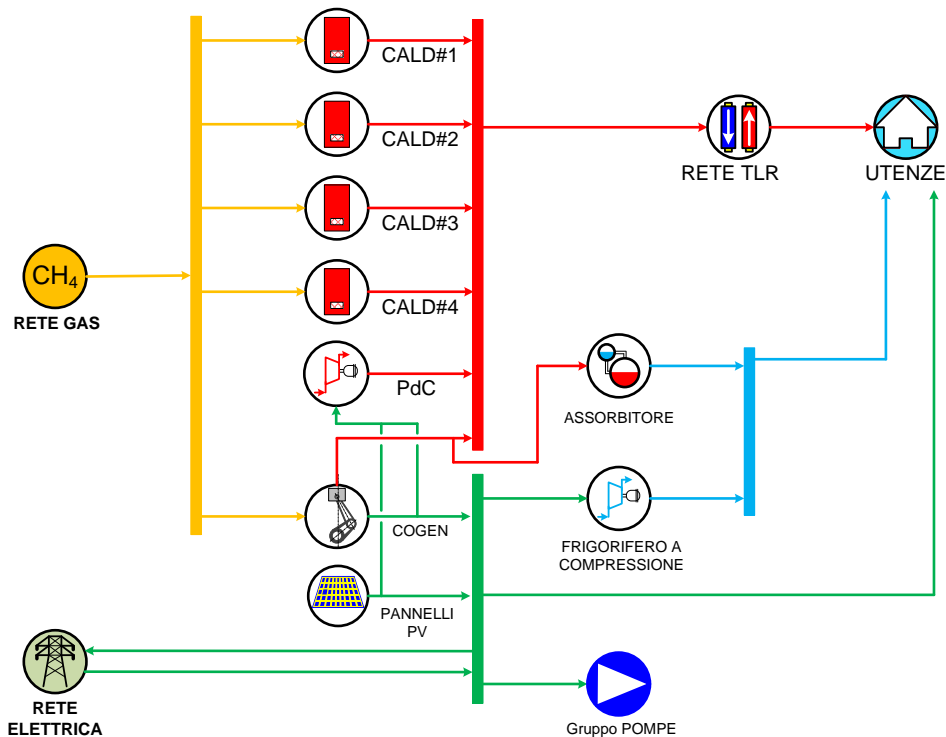


Figura 80 – Schema del Caso C1

La presenza di produzione da rinnovabile in inverno, a causa della limitata superficie disponibile, non consente apprezzabili variazioni per quanto riguarda l’allocazione dei carichi tra i diversi sistemi di produzione presenti. Più in dettaglio, in **Figura 81** ed in **Figura 82** vengono presentati gli andamenti rispettivamente dei fabbisogni termico ed elettrico, ciascuno suddiviso in funzione del sistema di produzione che contribuisce al soddisfacimento. Come si può osservare da **Figura 81**, il contributo delle caldaie risulta preponderante, mentre il cogeneratore e le pompe di calore contribuiscono per una frazione minore al soddisfacimento del fabbisogno termico. Facendo riferimento a **Figura 82**, invece, si può osservare come dalle ore 5:00 alle ore 23:00 comprese la quasi totalità dei fabbisogni elettrici delle utenze e per il pompaggio sia soddisfatta dal motore cogenerativo, mentre il contributo del fotovoltaico risulti praticamente non apprezzabile.

Gli andamenti giornalieri – suddivisi tra autoconsumo ed immissione in rete – rispettivamente della produzione elettrica da motore cogenerativo e di quella da fotovoltaico sono mostrati in **Figura 83** ed in **Figura 84**: si sottolinea come, in entrambi i casi, l’energia elettrica prodotta venga interamente autoconsumata. Da **Figura 84** si può inoltre notare come il vincolo sulla superficie massima di fotovoltaico, pari a 300 m², si traduca durante la giornata tipo invernale in una produzione esigua di energia elettrica da rinnovabile, con un picco di poco superiore ai 4.5 kW.

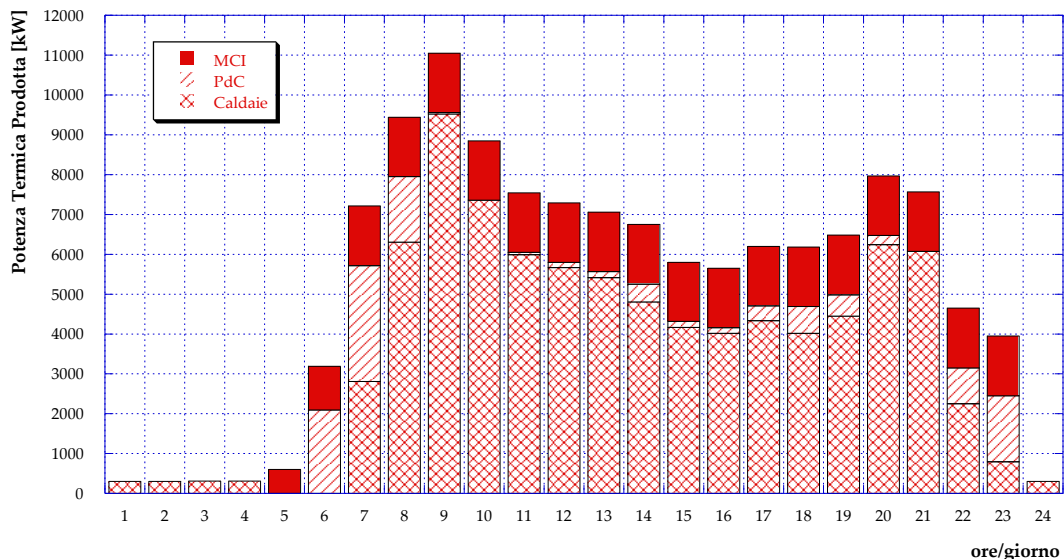


Figura 81 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

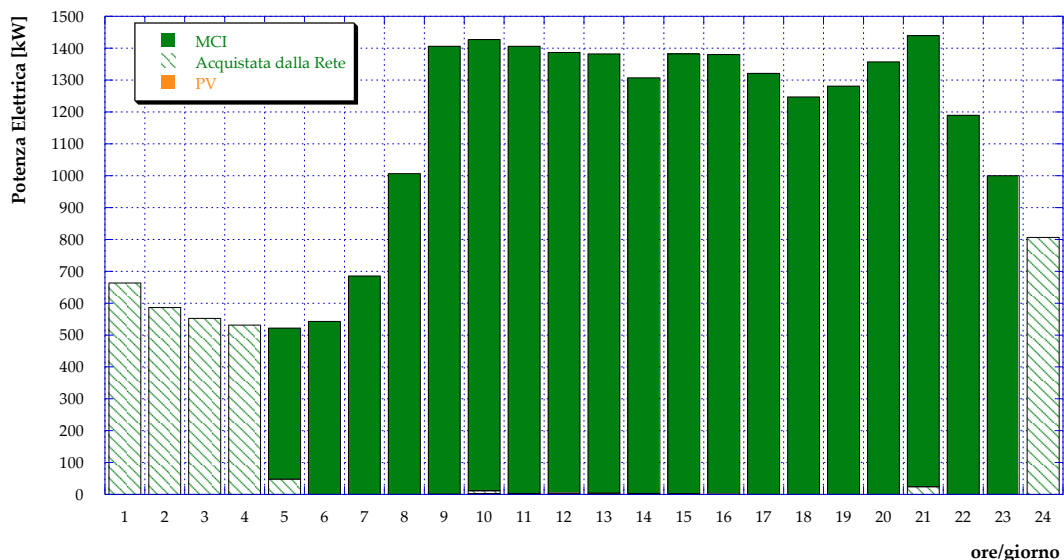


Figura 82 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

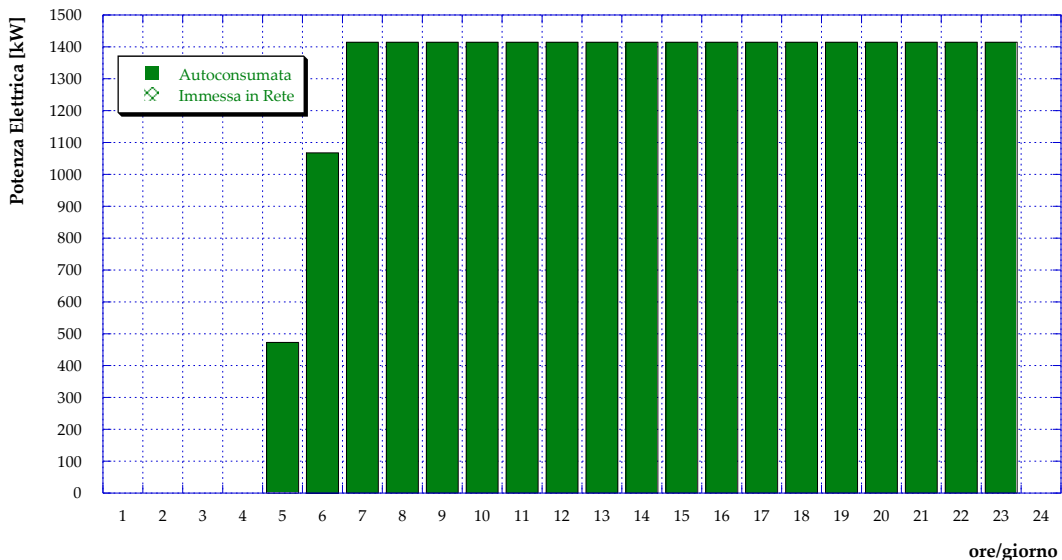


Figura 83 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

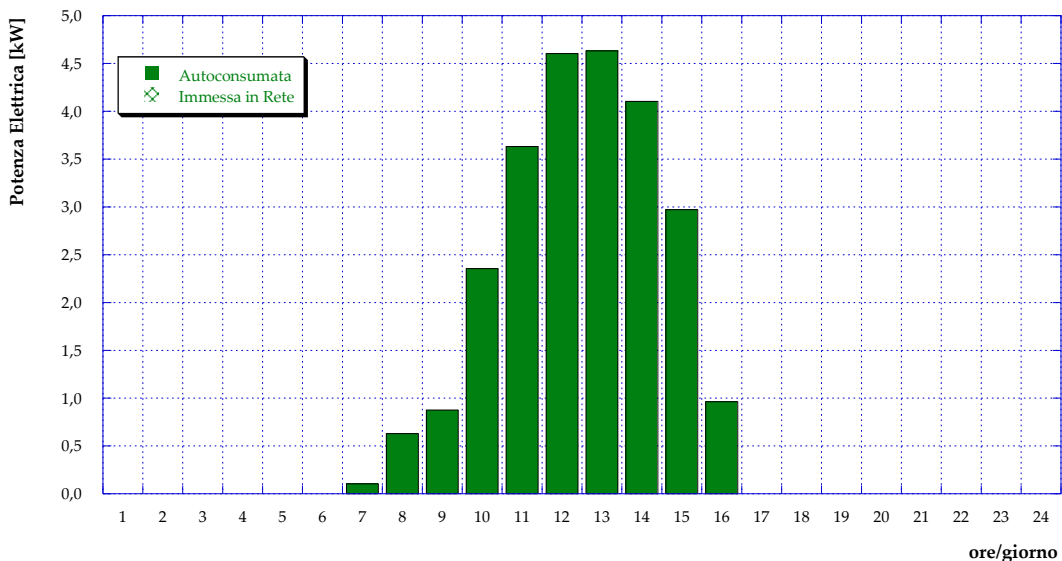


Figura 84 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo invernale)

Durante la mezza stagione, l’istogramma relativo alla produzione termica di **Figura 85** mostra una situazione analoga a quella vista per il Caso A: la pompa di calore non è in funzione e il motore a combustione interna opera tre ore al giorno. Durante le ore centrali della giornata, invece, il mix produttivo per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici risulta modificato dalla presenza del fotovoltaico che permette di diminuire l’acquisto di energia elettrica dalla rete a partire dall’alba (anche se in maniera quasi trascurabile) fino alle ore 19:00 (si veda **Figura 86**). Tali osservazioni trovano conferma in **Figura 87** ed in **Figura 88** in cui vengono presentati gli andamenti rispettivamente della produzione elettrica del motore e di quella del fotovoltaico; l’immissione in rete, inoltre, si mantiene nulla.

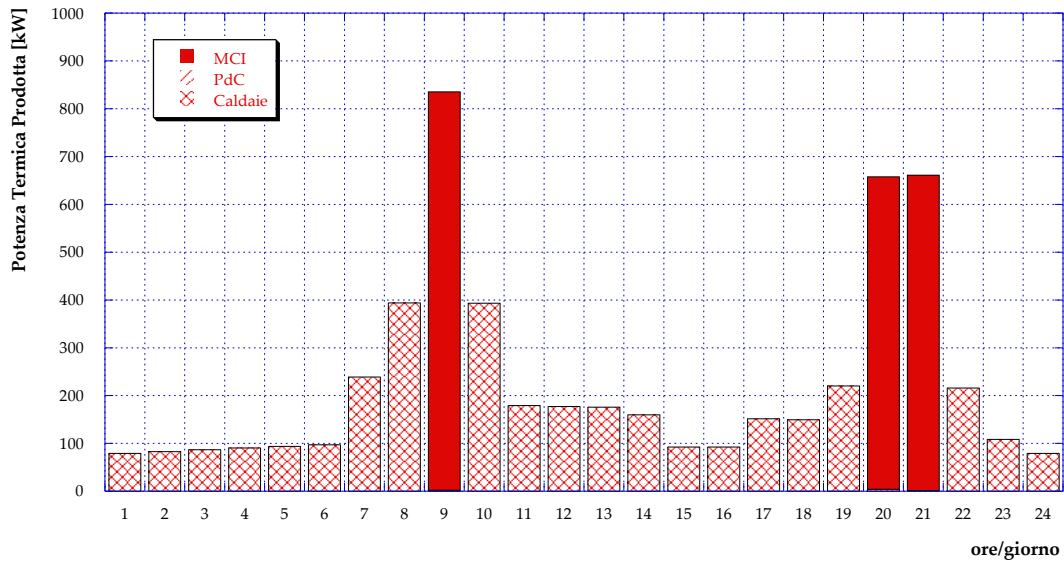


Figura 85 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

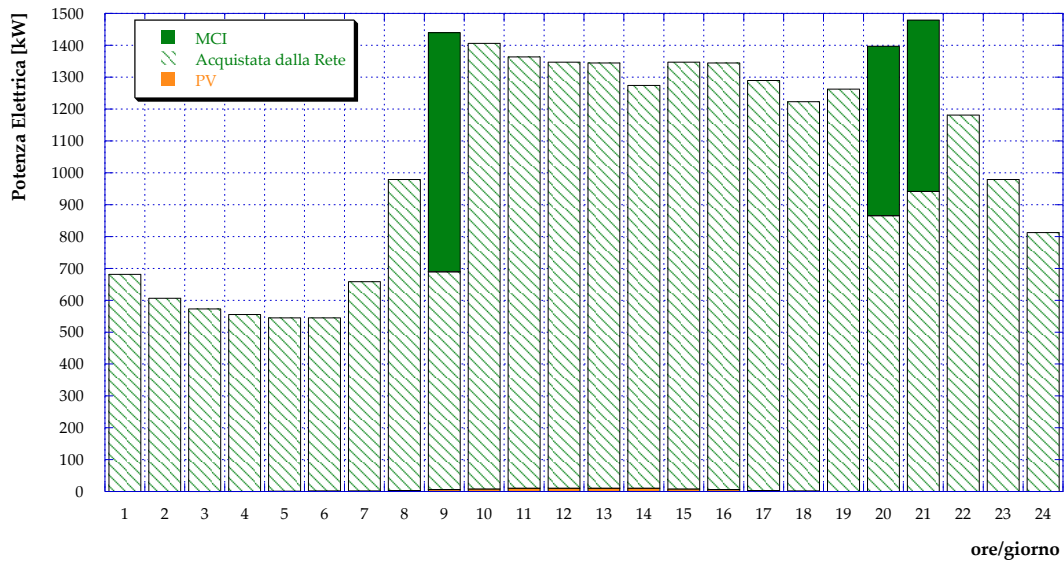


Figura 86 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

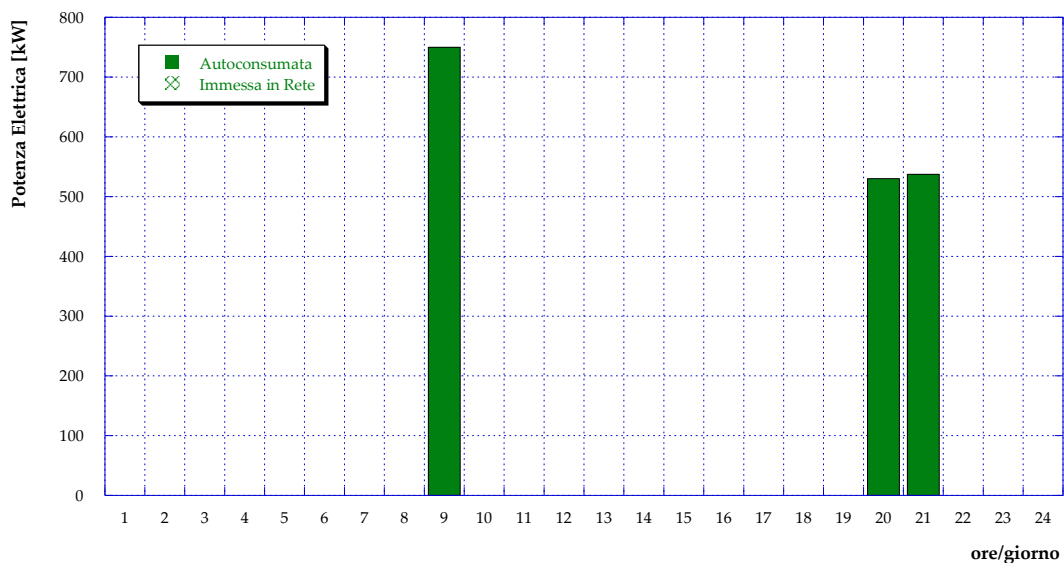


Figura 87 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

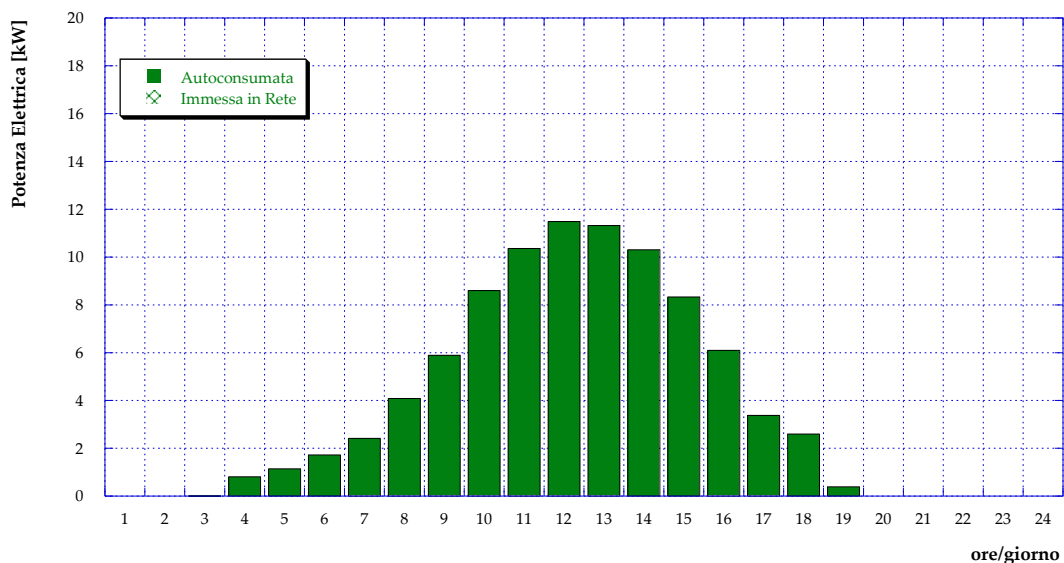


Figura 88 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo di mezza stagione)

I risultati dell’ottimizzazione relativi ad una giornata tipo estiva sono infine presentati da Figura 89 a Figura 93. Come per la mezza stagione, durante l’estate le pompe di calore non sono in funzione, mentre dalle ore 7:00 alle ore 21:00 il fabbisogno termico delle utenze è soddisfatto dal motore cogenerativo (Figura 89). La produzione di energia elettrica da rinnovabile, inoltre, risulta incrementata (con un picco tra i 18 kW e i 19 kW alle ore 12:00) anche se riesce in ogni caso a coprire una piccolissima frazione della domanda (Figura 90). Per quanto riguarda il soddisfacimento della richiesta di energia frigorifera da parte delle utenze (si veda Figura 91), invece, il mix produttivo rimane invariato rispetto al Caso A. Da ultimo, l’immissione in rete di energia elettrica è nulla sia per quanto riguarda la produzione tramite cogeneratore (Figura 92) che per quanto riguarda quella da fotovoltaico (Figura 93).

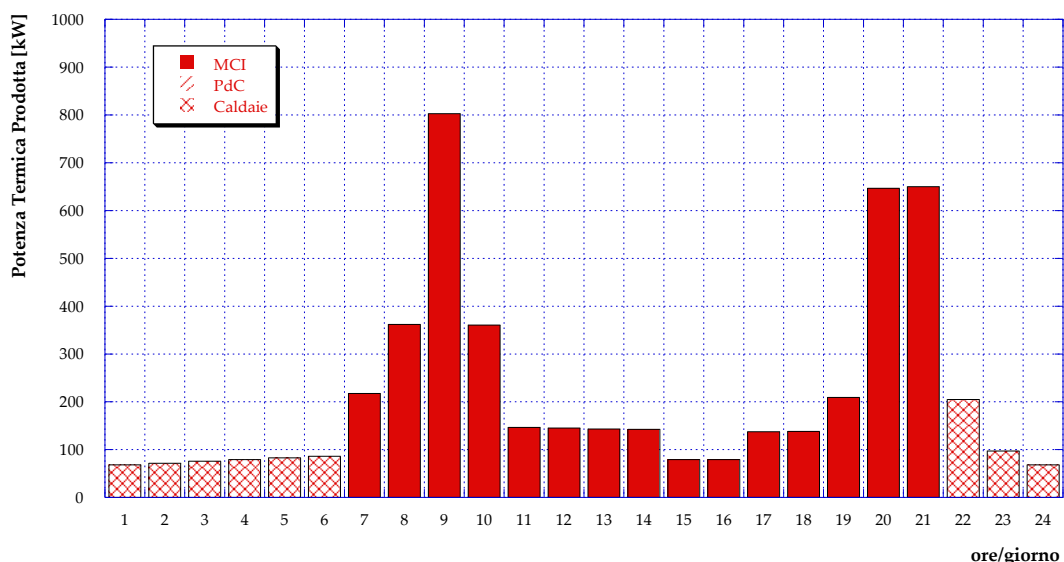


Figura 89 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

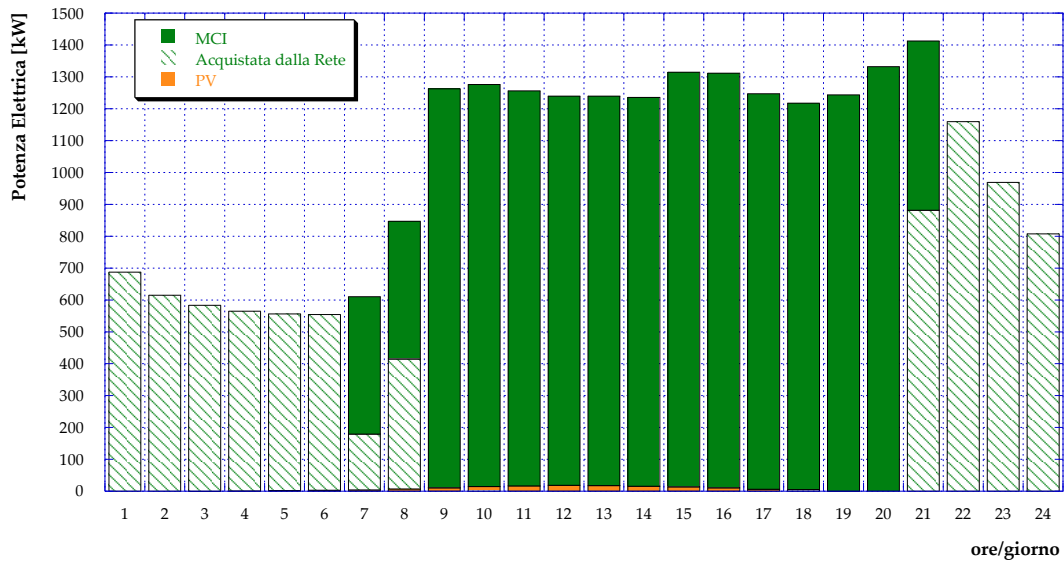


Figura 90 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

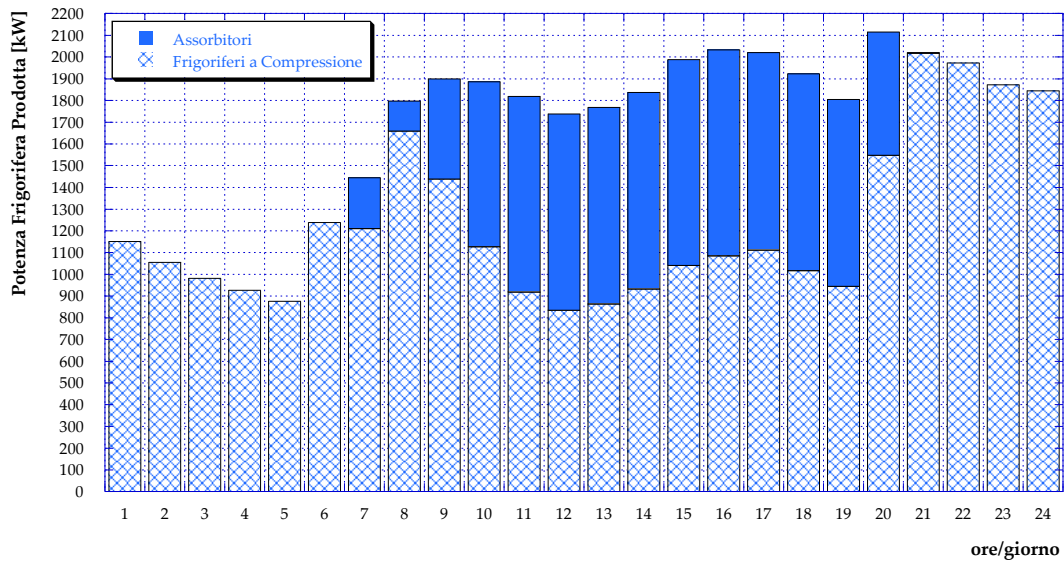


Figura 91 – Caso C1: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

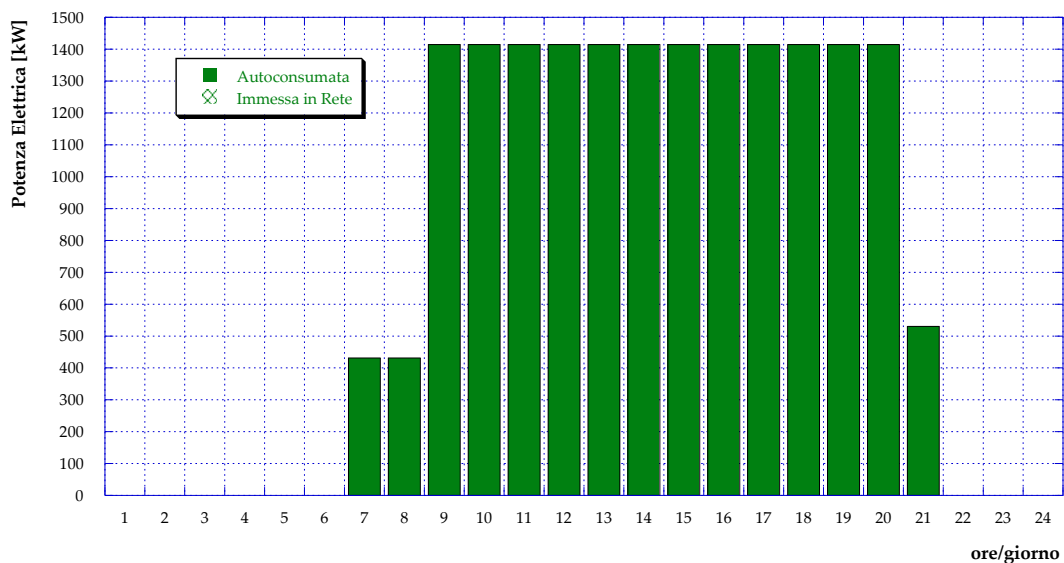


Figura 92 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

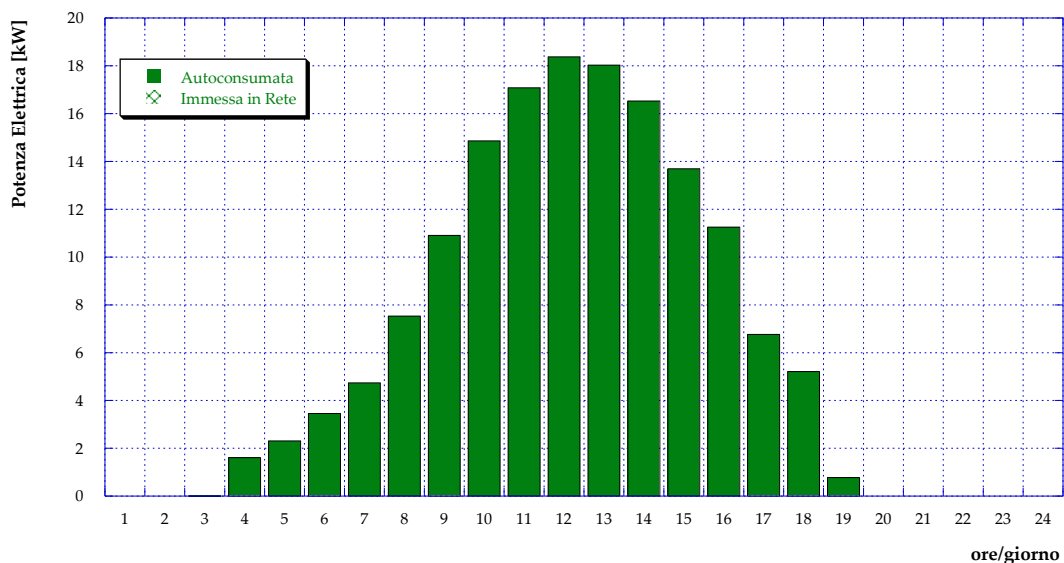


Figura 93 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo estivo)

7.7 Caso C2

In questa sezione si presentano i risultati di un’analisi parametrica effettuata sulla superficie utile dei pannelli fotovoltaici, nell’ottica di svincolarsi dai 300 m² di superficie disponibile presso la centrale. Infatti, in considerazione della produzione limitata ottenibile da rinnovabile con tale potenza installata e considerando che sul retro della centrale di Corticella sono presenti dei campi (separati dalla centrale unicamente dalla presenza di una strada), si potrebbe pensare di utilizzare tale superficie per l’installazione di un campo fotovoltaico. Come per i casi precedentemente analizzati, ai fini dell’analisi si è mantenuto inalterato il criterio di evitare le dissipazioni termiche e di minimizzare gli scambi di energia elettrica con la rete.

In Figura 94 è pertanto mostrato l’andamento dell’energia elettrica acquistata in un anno di funzionamento della centrale al variare della superficie utile di fotovoltaico installata. Come risulta evidente, all’aumentare della potenza installata diminuisce l’acquisto di energia elettrica dalla rete; tale diminuzione tuttavia è molto lieve e pertanto per un suo completo annullamento si renderebbero necessarie superfici elevatissime e improponibili. Per quanto riguarda l’immissione di energia elettrica in rete, invece, i risultati ottenuti mostrano che fino ad una superficie utile di oltre 20000 m² essa non supera mai lo 0.1% della produzione da PV. Chiaramente tale valore di superficie è troppo elevato per essere preso in considerazione nello specifico caso considerato; per tale motivo, nel seguito del paragrafo si riporta il dettaglio dei risultati relativi ad una superficie utile installata di pannelli PV uguale a 5000 m², che corrisponde all’incirca alla superficie complessivamente disponibile se si considerano i tetti degli edifici di tutte le utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento.

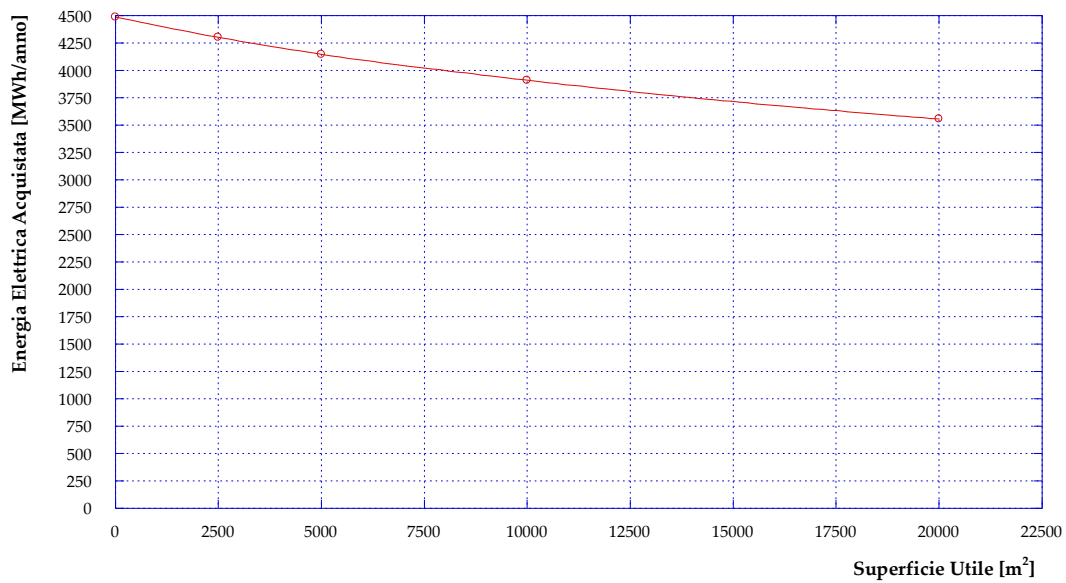


Figura 94 – Andamento dell’energia elettrica che deve essere acquistata in un anno di funzionamento della centrale al variare della superficie utile PV installata.

In dettaglio quindi, in **Figura 95** è riportato l’andamento del fabbisogno termico delle utenze in funzione del mix produttivo durante una giornata tipo invernale: rispetto al caso precedente, il funzionamento del cogeneratore risulta inalterato, mentre si registra un incremento nell’impiego della pompa di calore e dunque una riduzione nell’utilizzo delle caldaie ausiliarie. Per quanto riguarda invece i contributi al soddisfacimento del fabbisogno elettrico delle utenze e per la stazione di pompaggio, presentati in **Figura 96**, si può notare un notevole incremento nel contributo dei pannelli fotovoltaici, chiaramente dovuto al passaggio dai precedenti 300 m² agli attuali 5000 m². Il cogeneratore opera dalle ore 5:00 alle ore 23:00 comprese (dalle 7:00 alle 23:00 a pieno carico) e la totalità dell’energia elettrica da esso prodotta nell’arco della giornata invernale viene autoconsumata (si veda **Figura 97**); lo stesso avviene per la produzione tramite pannelli fotovoltaici (**Figura 98**), non comportando pertanto nessun disturbo alla rete elettrica nazionale.

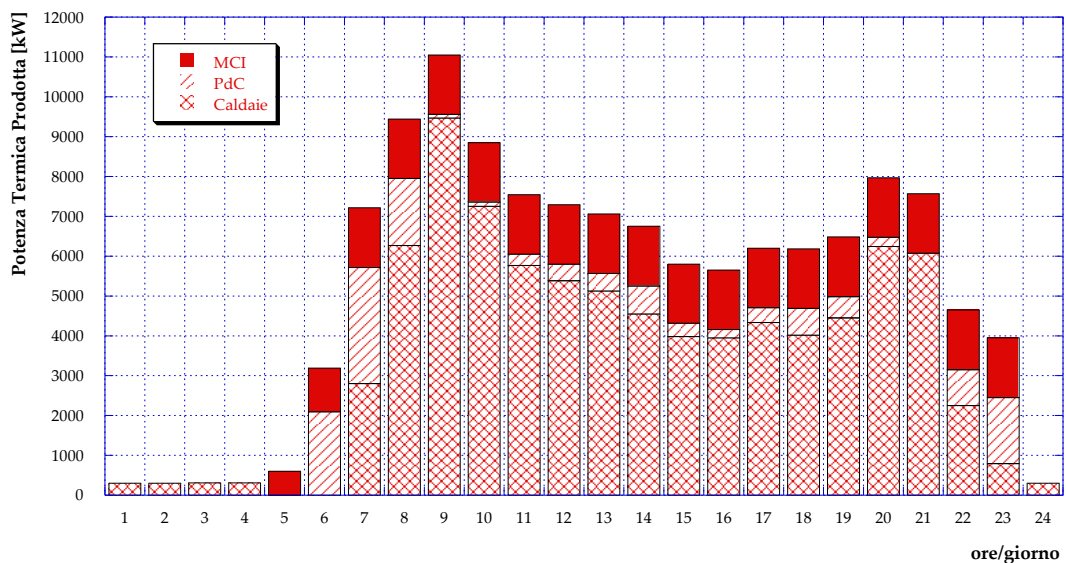


Figura 95 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

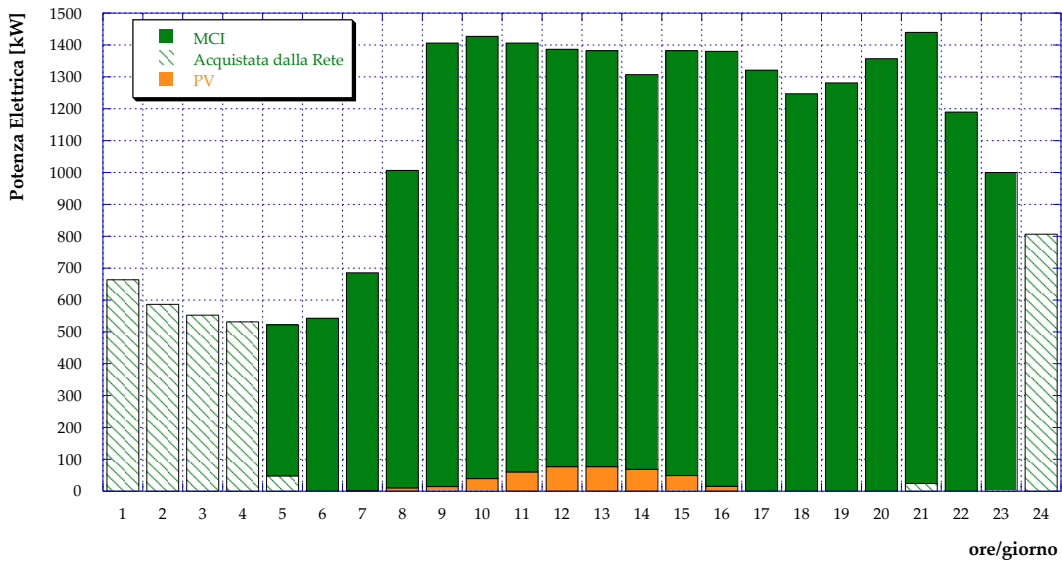


Figura 96 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

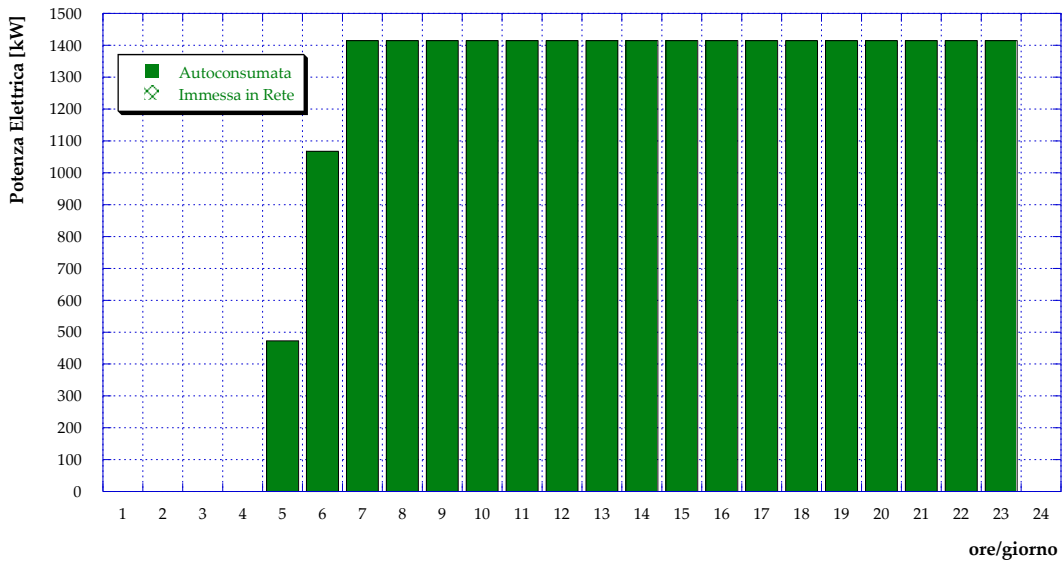


Figura 97 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

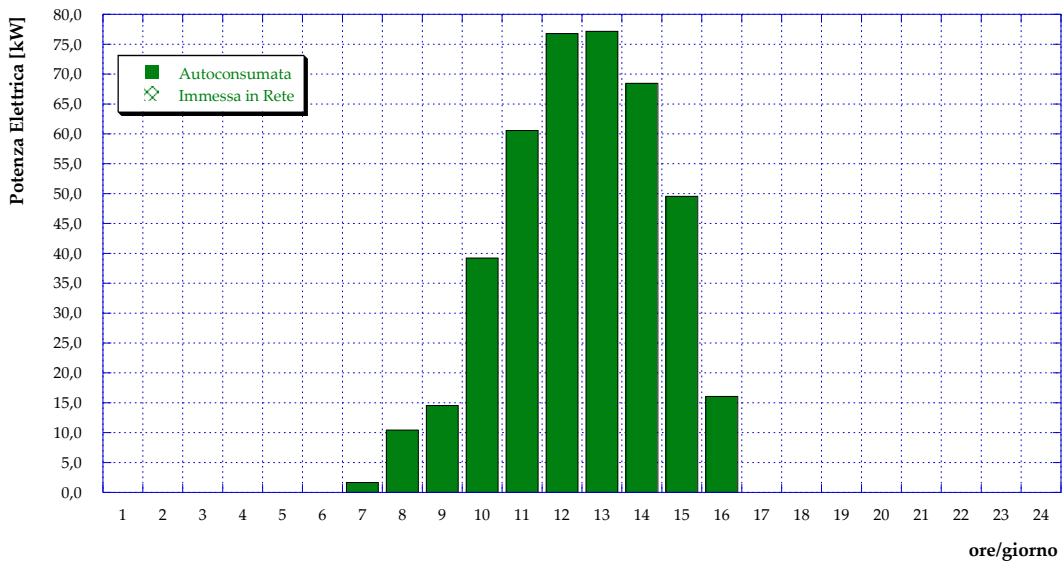


Figura 98 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo invernale)

I risultati relativi alla mezza stagione sono presentati in **Figura 99** (andamento giornaliero del fabbisogno termico delle utenze suddiviso in base al mix produttivo), in **Figura 100** (andamento giornaliero dei fabbisogni elettrici per la stazione di pompaggio e delle utenze in funzione del mix produttivo), in **Figura 101** (andamento giornaliero della potenza elettrica prodotta dal cogeneratore, suddivisa tra autoconsumo ed immissione in rete) ed in **Figura 102** (andamento giornaliero della potenza elettrica prodotta tramite fotovoltaico, suddivisa tra autoconsumo ed immissione in rete). Dai risultati risulta evidente ancora una volta l'incremento del contributo dei pannelli fotovoltaici al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici (**Figura 100**), mantenendo inalterata la situazione per quanto riguarda il fabbisogno termico (**Figura 99**) e l'assenza di immissione di energia elettrica in rete (**Figura 101** e **Figura 102**). Ne risulta pertanto una diminuzione, rispetto al caso C1, dell'energia elettrica che è necessario acquistare dalla rete nazionale per il soddisfacimento dei carichi elettrici.

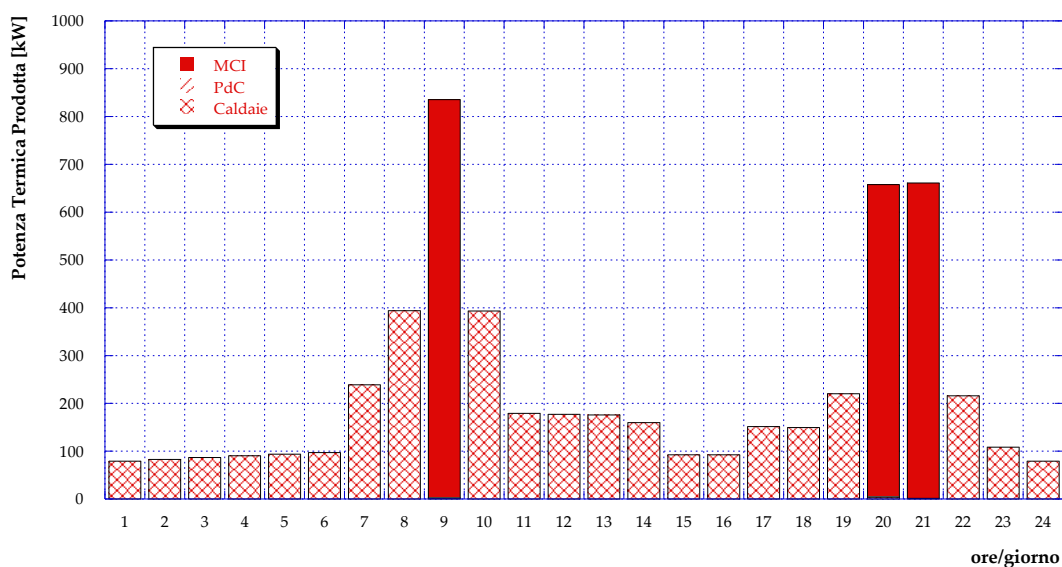


Figura 99 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

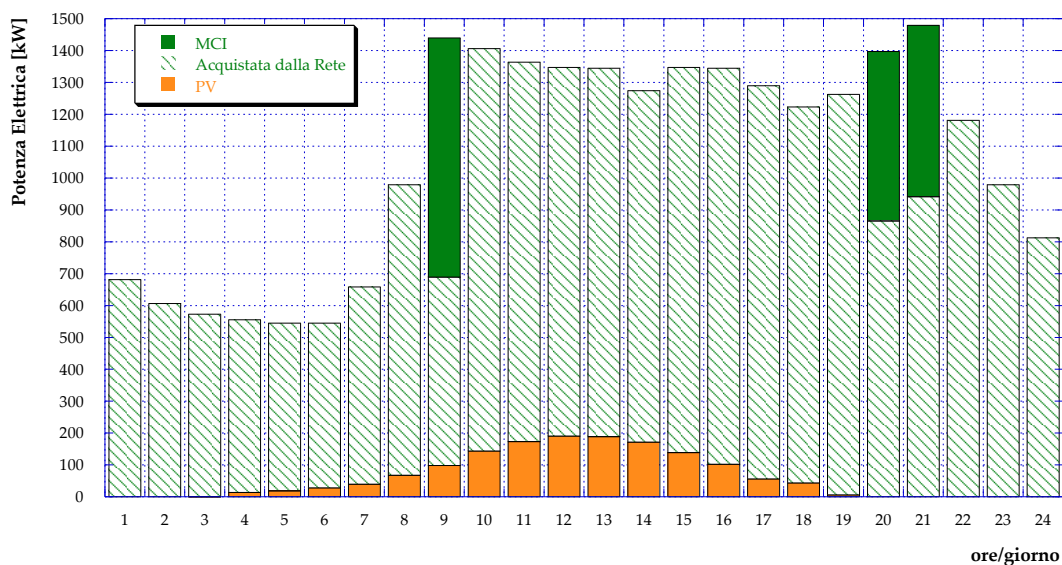


Figura 100 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

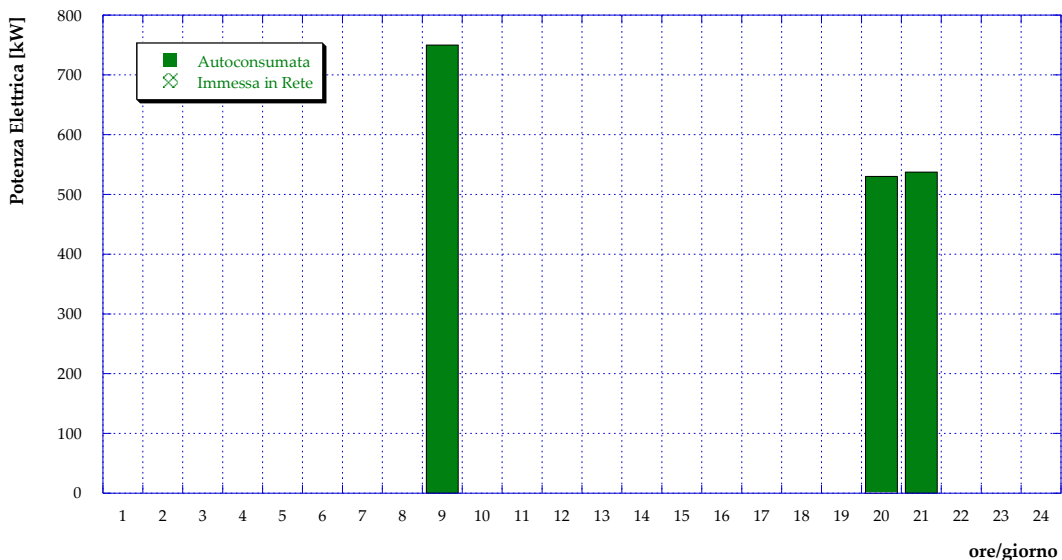


Figura 101 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

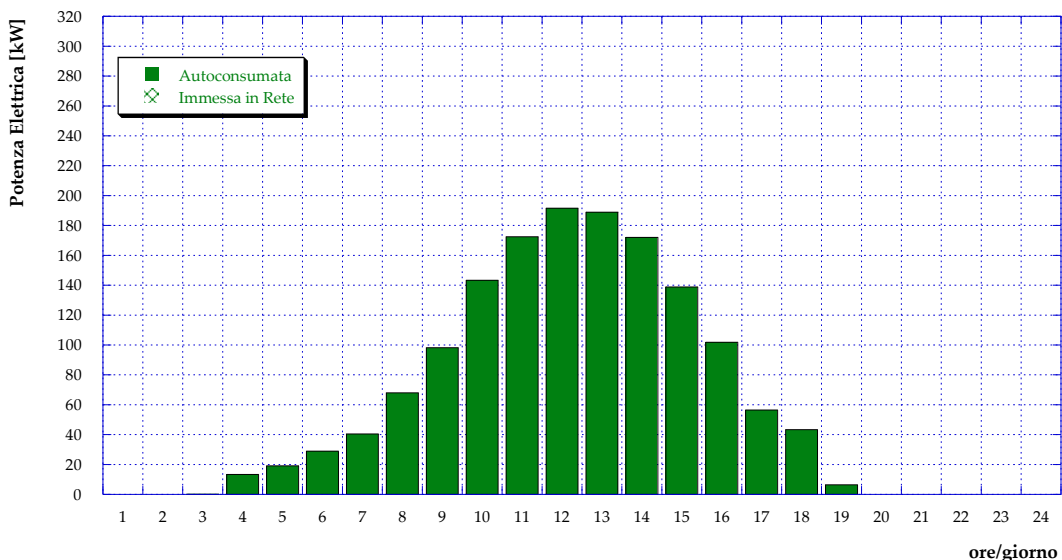


Figura 102 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo di mezza stagione)

Per quanto riguarda i risultati relativi all’ottimizzazione dello scheduling dei sistemi di produzione in una giornata tipo estiva, si riporta in **Figura 103** l’andamento del fabbisogno termico delle utenze in funzione del mix di produzione, il quale risulta inalterato rispetto alla configurazione precedente (Caso C1). L’effetto dell’installazione di una potenza considerevole di fotovoltaico, si traduce invece in una variazione per quanto riguarda i contributi dei diversi sistemi presenti al soddisfacimento dei carichi elettrici, consentendo una riduzione nell’energia elettrica acquistata dalla rete nazionale (**Figura 104**). Come si può osservare da **Figura 105**, inoltre, l’aumento di energia elettrica disponibile implica un aumento della produzione frigorifera tramite i gruppi a compressione (e conseguentemente una diminuzione della produzione degli assorbitori) per un’allocazione ottima dei carichi frigoriferi. Infine, nelle ore centrali della giornata quando la produzione da rinnovabile risulta particolarmente consistente, l’applicazione di EGO restituisce come risultato ottimale una diminuzione del carico del motore cogenerativo (si veda **Figura 106** dalle ore 11:00 alle ore 14:00). Ancora una volta, l’immissione di energia elettrica in rete è nulla, sia per quanto riguarda la produzione del motore cogenerativo (**Figura 106**) che relativamente a quella da fotovoltaico (**Figura 107**).

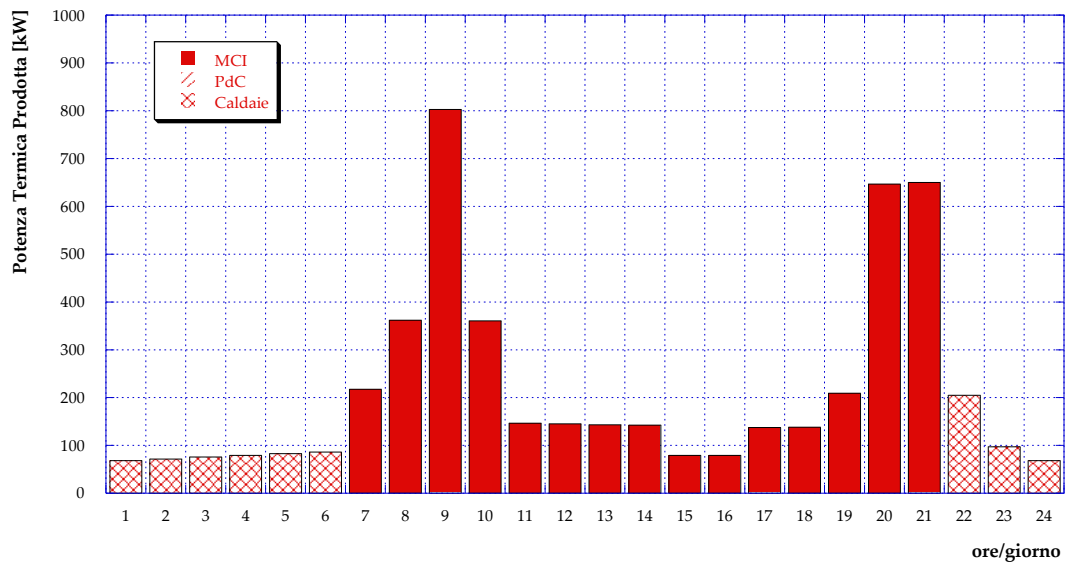


Figura 103 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

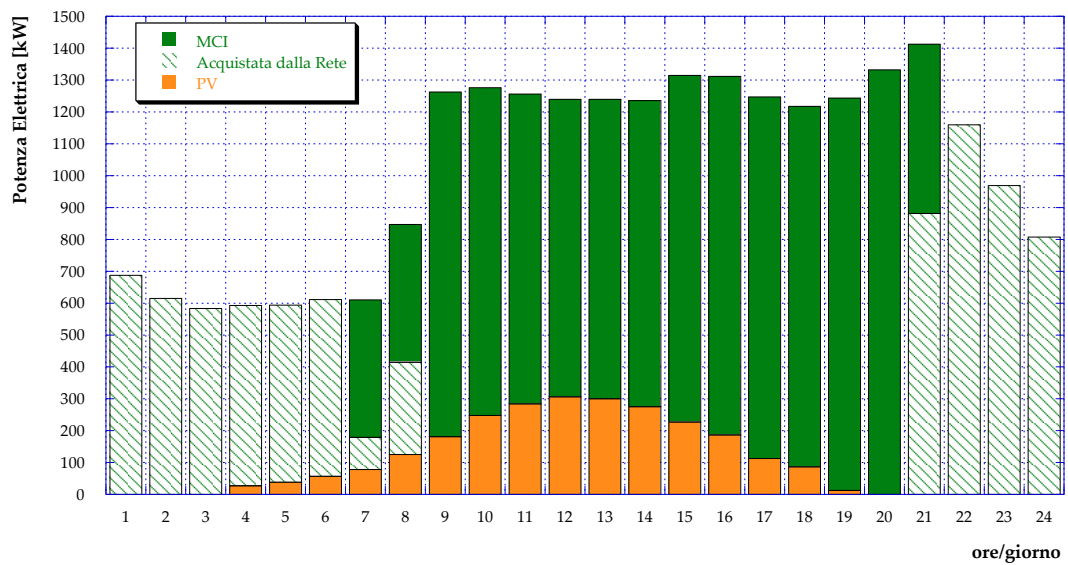


Figura 104 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

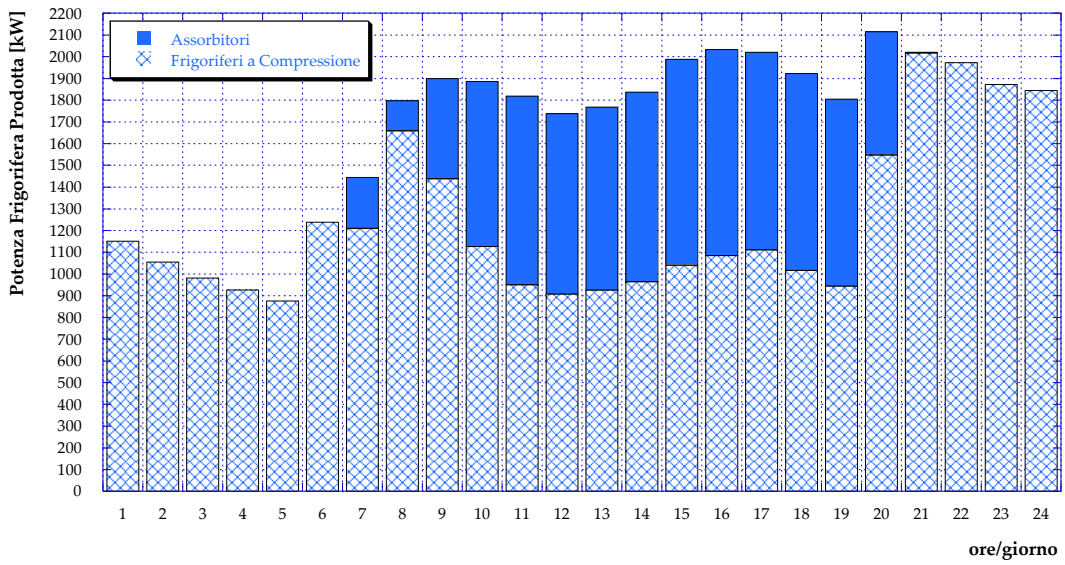


Figura 105 – Caso C2: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

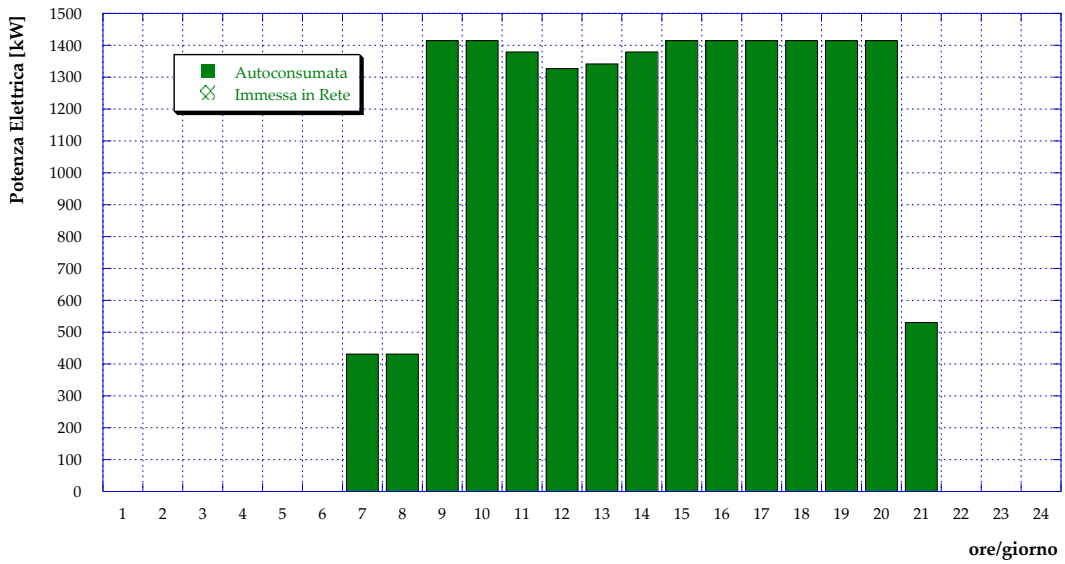


Figura 106 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

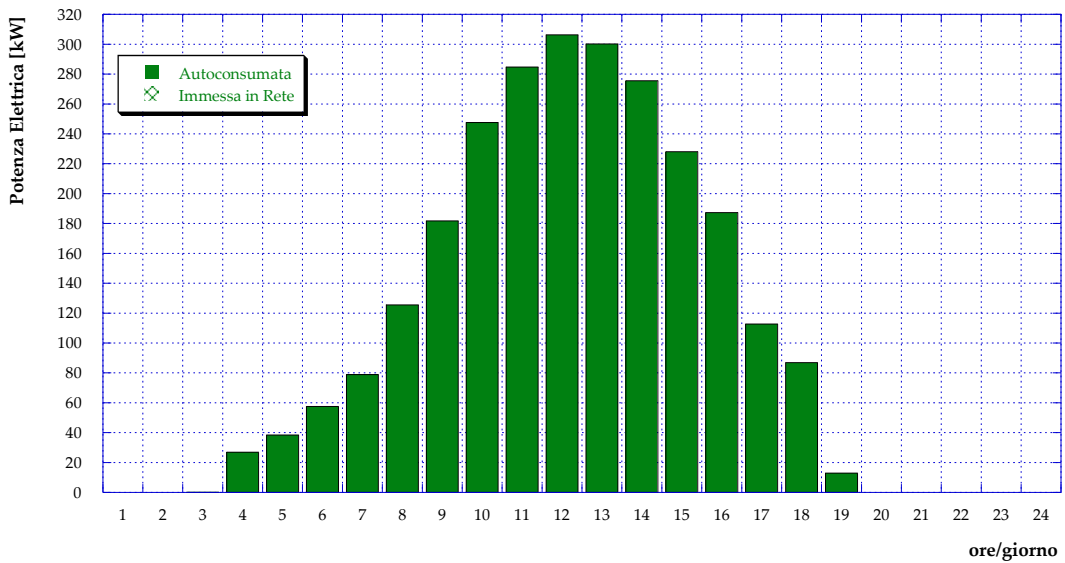


Figura 107 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo estivo)

7.8 Caso C3

Tale configurazione – schematicamente presentata in **Figura 108** – prevede l’installazione, presso la centrale di produzione, di pannelli solari termici e di un serbatoio di accumulo ad essi accoppiato. È inoltre prevista la possibilità di accumulare il calore prodotto in cogenerazione, mentre non è presente nessuna connessione tra accumulo termico e caldaie. La scelta del volume di accumulo fa parte dell’analisi di ottimizzazione condotta e risulta evidentemente funzione della superficie di solare installato. In una prima fase di studio, pertanto, la superficie utile di solare termico è stata fissata in analogia a quanto detto per il fotovoltaico ed è quindi pari a 300 m². Si assume inoltre un’efficienza di conversione della radiazione solare incidente pari all’80% .Il volume di accumulo ottimale, infine, ovvero il volume minimo che consenta nell’arco delle 24 ore di una giornata estiva la completa restituzione – a meno delle perdite – dell’energia termica accumulata, risulta essere pari ad 1 m³.

In **Figura 109** è presentato l’andamento del fabbisogno termico delle utenze in funzione del mix di produzione durante un giorno tipo invernale: si può osservare come le caldaie ausiliarie coprano la maggior parte della domanda, mentre il contributo dato dall’aggiunta dei pannelli solari termici e del serbatoio di accumulo risulti quasi trascurabile in inverno. L’andamento del fabbisogno elettrico delle utenze e della stazione di pompaggio della centrale è invece presentato in **Figura 110** e risulta invariato rispetto al Caso A, così come l’andamento giornaliero della produzione elettrica del motore cogenerativo che viene completamente autoconsumata (**Figura 111**).

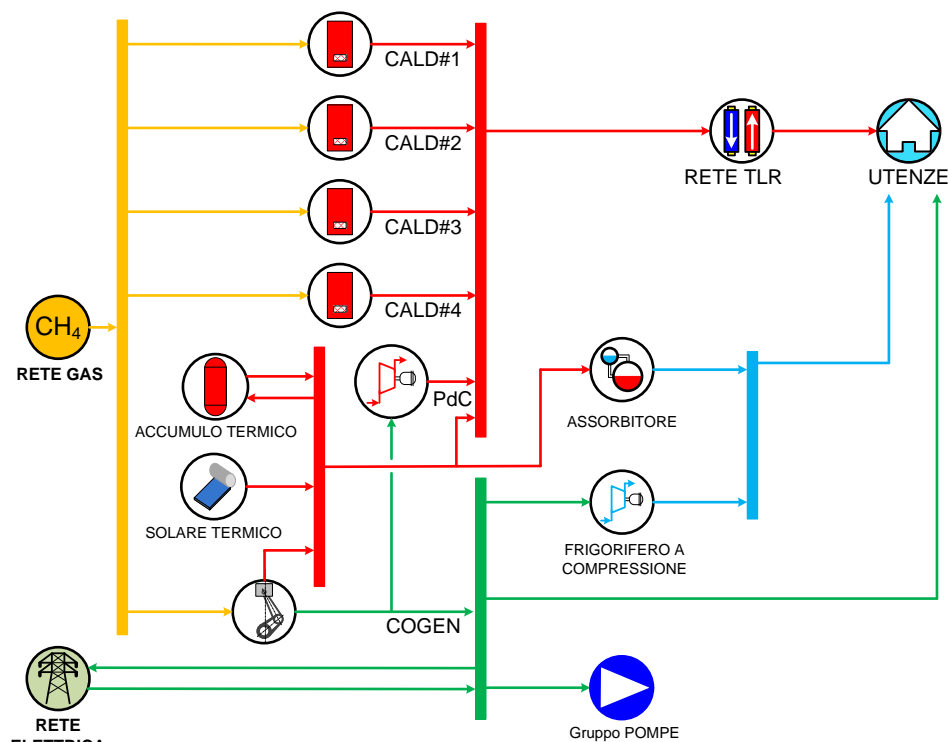


Figura 108 – Schema del Caso C3

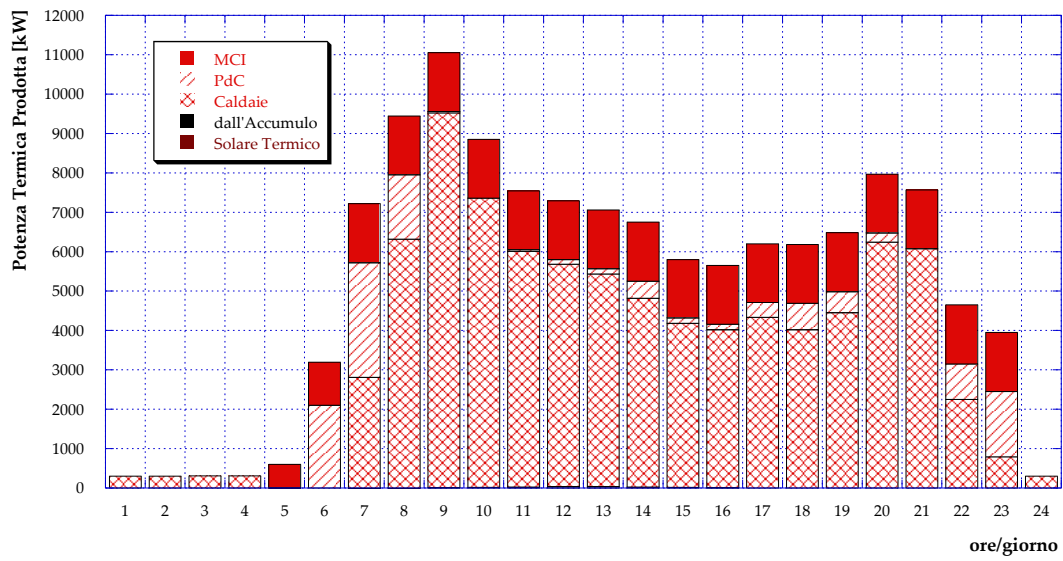


Figura 109 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

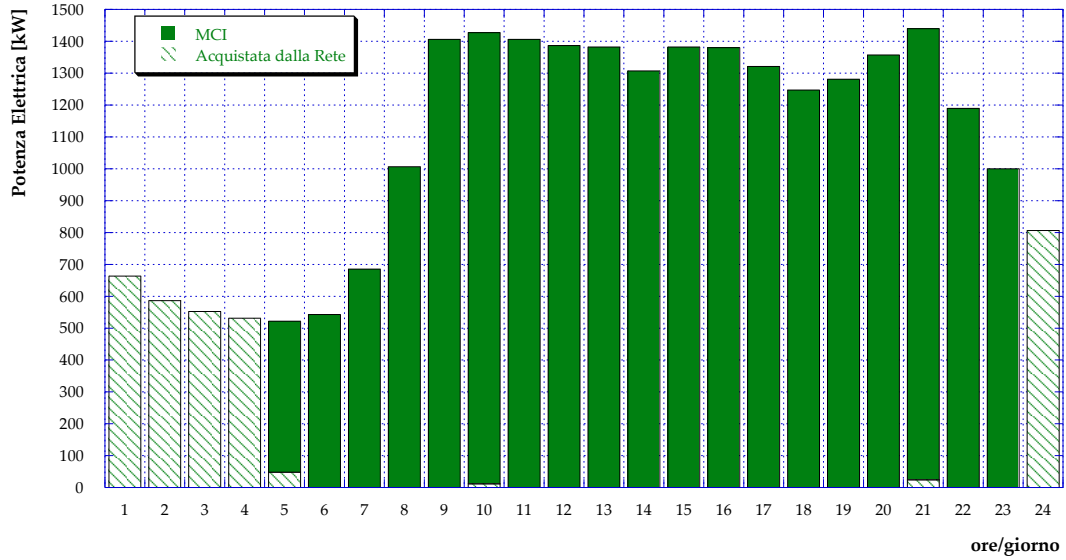


Figura 110 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

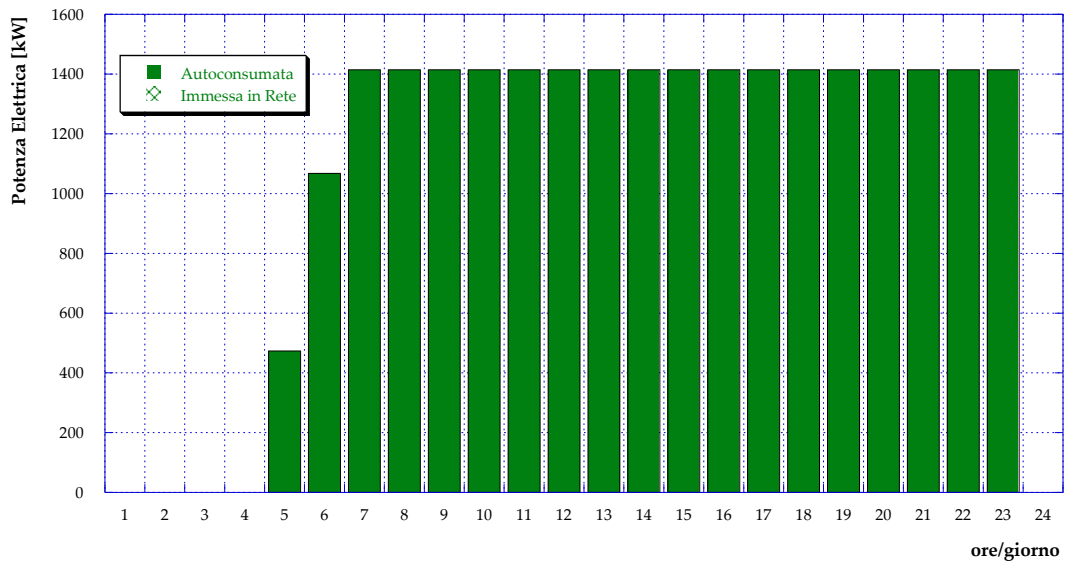


Figura 111 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

In una giornata rappresentativa della mezza stagione, così come evidenziato in **Figura 112** in cui viene presentato il mix produttivo ottimale per il soddisfacimento dei fabbisogni termici, il contributo del solare termico diventa importante e, nelle ore centrali della giornata (tra le 11:00 e le 14:00) riesce a coprire più della metà della domanda termica. Il sistema di accumulo contribuisce alle ore 10:00 e alle ore 21:00. In **Figura 113** e in **Figura 114** sono poi mostrati gli andamenti rispettivamente della domanda elettrica, suddivisa tra contributo del cogeneratore e acquisto dalla rete nazionale, e della produzione elettrica del motore a combustione interna, suddiviso tra autoconsumo ed immissione in rete.

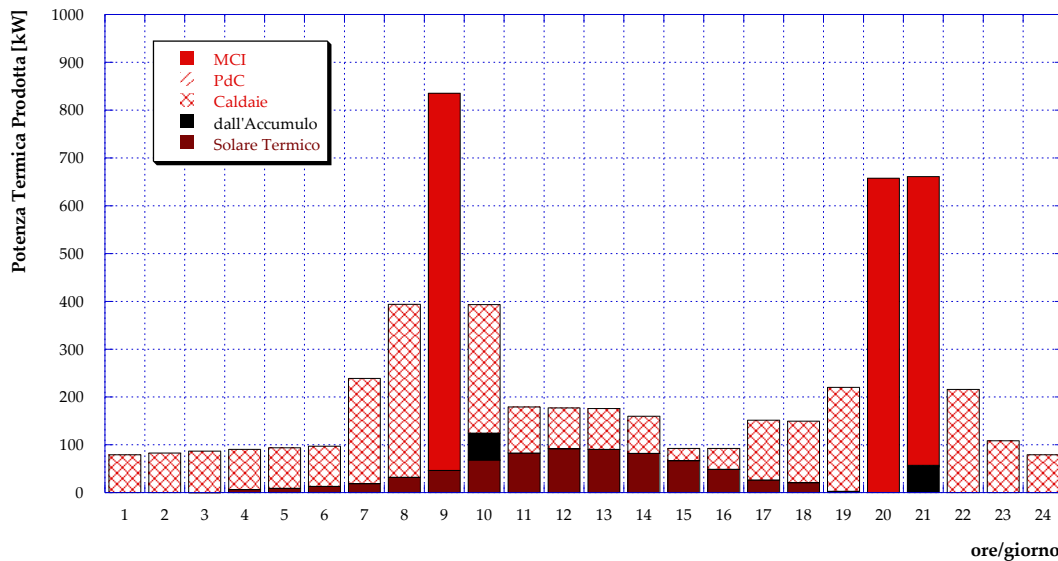


Figura 112 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

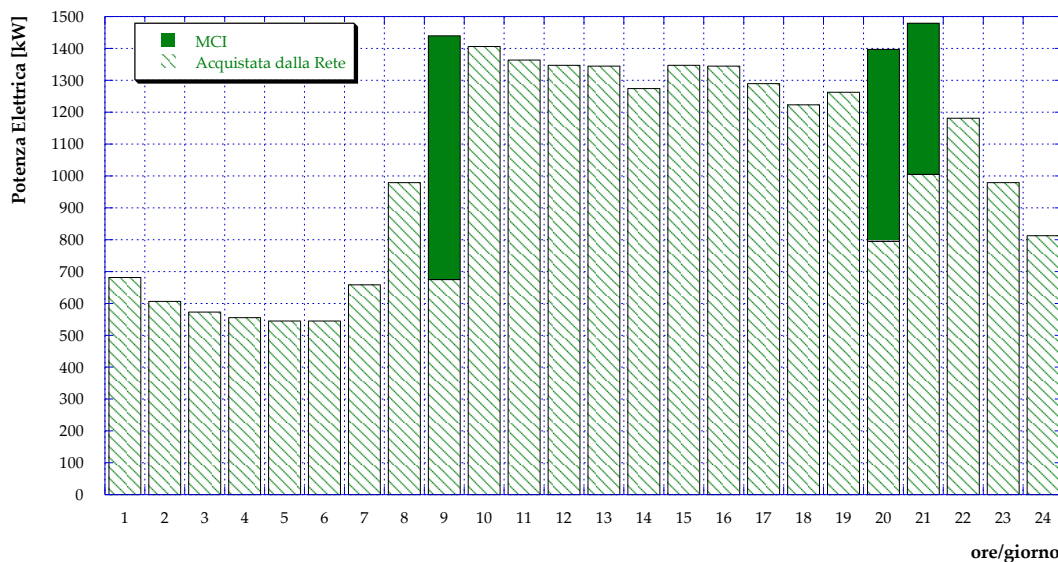


Figura 113 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

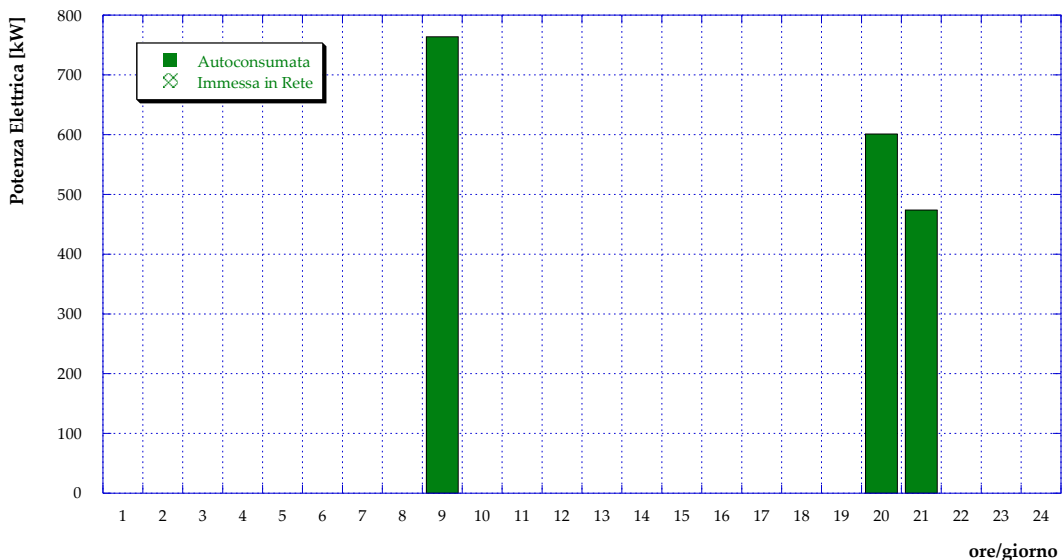


Figura 114 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

I risultati dell’ottimizzazione relativi alla giornata tipo estiva sono infine presentati da **Figura 115** a **Figura 118**. In dettaglio, dalla **Figura 115** – in cui è mostrato l’andamento del fabbisogno termico delle utenze in funzione del mix produttivo – si osserva come d’estate l’installazione di pannelli solari termici consenta di ridurre notevolmente l’impiego delle caldaie e di soddisfare quasi interamente la domanda termica delle utenze dalle ore 11:00 alle ore 16:00 comprese. Si nota inoltre che il serbatoio di accumulo viene sfruttato solamente un’ora al giorno, alle ore 21:00. In **Figura 116** è presentato l’andamento della domanda elettrica (delle utenze e della stazione di pompaggio) da cui si nota come il motore cogenerativo soddisfi completamente il carico dalle ore 9:00 alle ore 20:00. L’andamento giornaliero del fabbisogno frigorifero in estate è invece mostrato in **Figura 117**. Infine, in **Figura 118** si riporta la produzione elettrica del cogeneratore, che ancora una volta non viene mai immessa in rete.

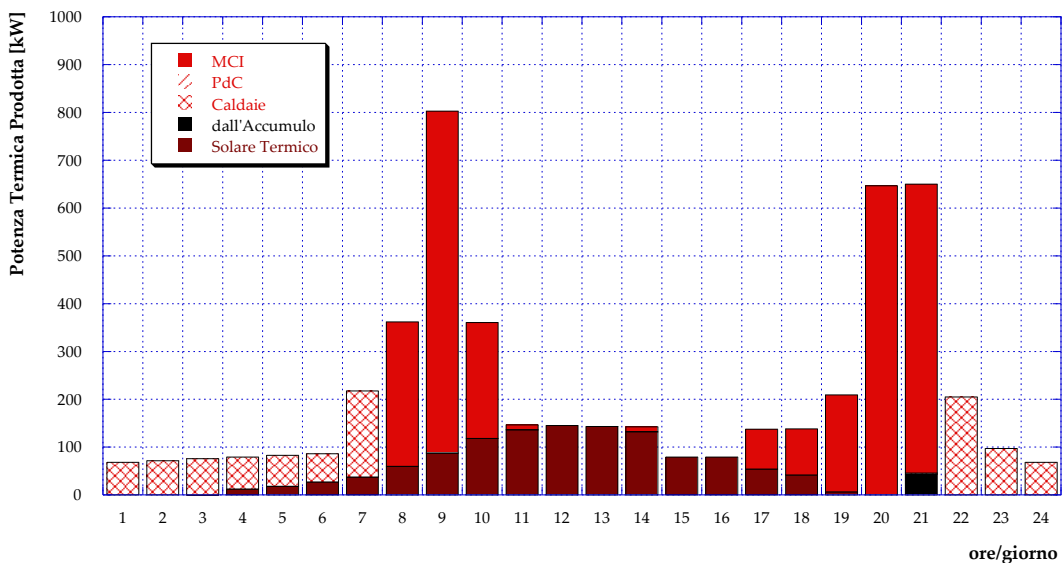


Figura 115 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

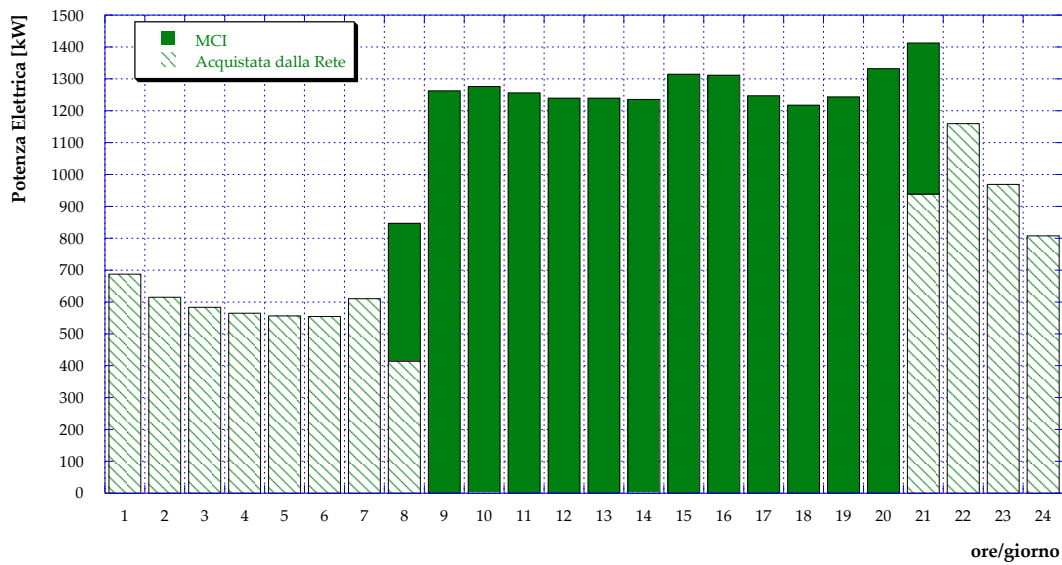


Figura 116 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

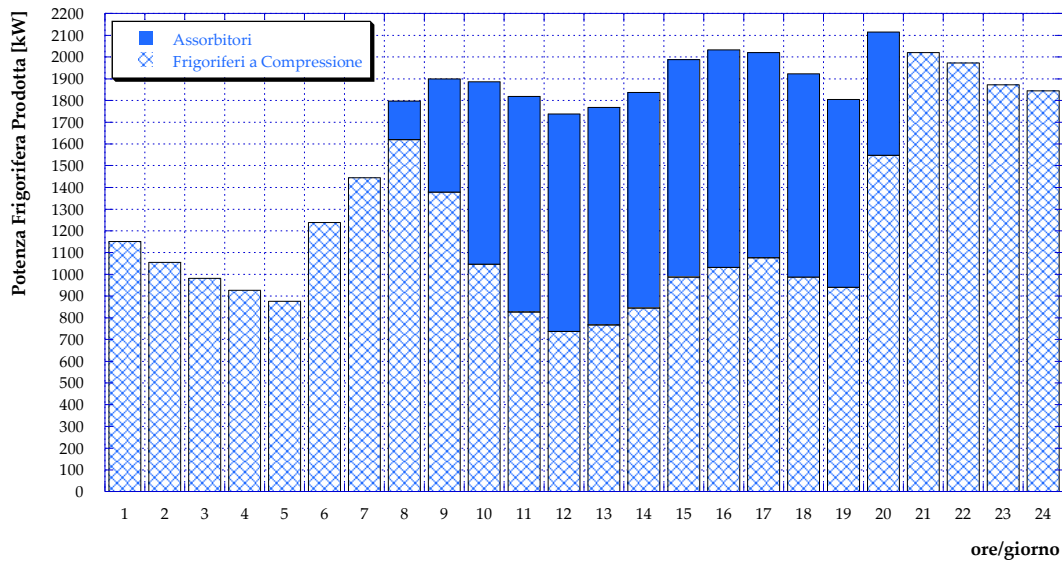


Figura 117 – Caso C3: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

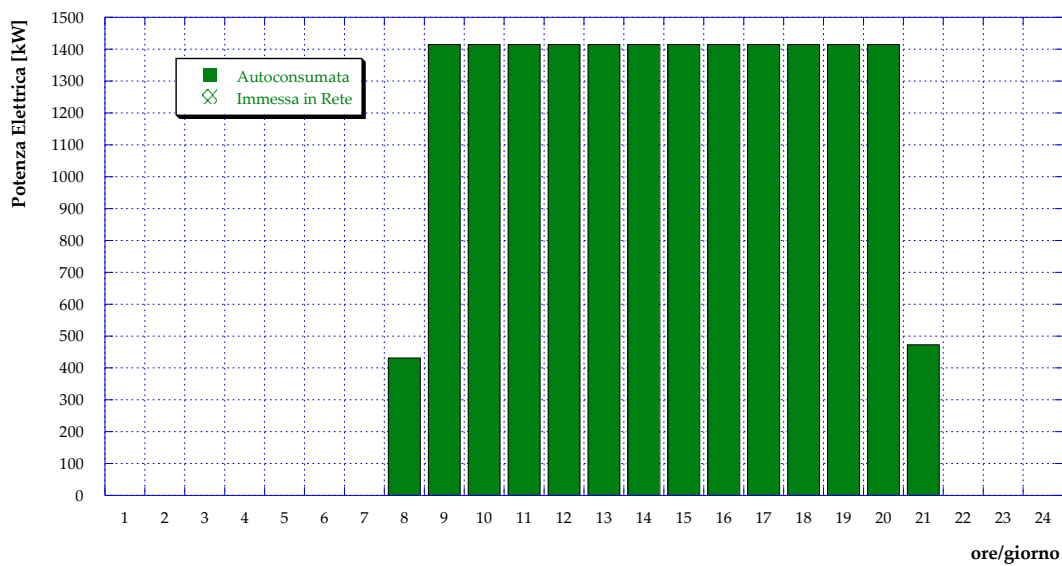


Figura 118 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

7.9 Caso C4

In questo paragrafo, in analogia con quanto visto per l’installazione di pannelli fotovoltaici nel paragrafo 7.8, viene proposta un’analisi al variare della superficie di solare termico installata, nell’ottica di svincolarsi dalla superficie utile disponibile presso la centrale termica di Corticella. A tal fine, è stato individuato il volume di accumulo ottimale al variare della superficie di solare termico installata, i cui risultati sono presentati in **Figura 119**. Osservando la figura, si può notare che l’analisi è stata interrotta in corrispondenza di una superficie utile installata di 600 m²: infatti, il criterio utilizzato durante tutta l’analisi proposta per la determinazione del volume di accumulo termico da installare è stato quello di determinare il volume minimo che consentisse la completa restituzione nell’arco di una giornata dell’energia termica accumulata. Per superfici utili superiori ai 600 m² questo criterio non riesce più ad essere rispettato a causa della scarsa richiesta termica durante la mezza stagione rispetto alla produzione termica da solare. In altre parole, nella mezza stagione non essendo presenti fabbisogni frigoriferi (e dunque non essendo in funzione gli assorbitori) ed essendo i fabbisogni delle utenze unicamente dovuti alla richiesta di acqua calda sanitaria, l’energia termica prodotta da solare ed accumulata durante le ore centrali della giornata non riesce ad essere completamente utilizzata prima della fine della giornata stessa.

Si riporta pertanto nel seguito del paragrafo il dettaglio relativo ad i risultati ottenuti per una superficie utile installata di solare termico pari a 600 m².

In **Figura 120** è quindi presentato l’andamento del fabbisogno termico delle utenze durante una giornata tipica invernale, suddiviso in base al sistema energetico che contribuisce al soddisfacimento di tale fabbisogno: si può osservare un contributo minimo sia per quanto riguarda il solare termico che relativamente al sistema di accumulo. In **Figura 121** ed in **Figura 122** sono invece mostrati – per una giornata tipo invernale – rispettivamente il fabbisogno elettrico delle utenze e del sistema di pompaggio in centrale, suddivisi tra contributo fornito dal cogeneratore e acquisto di elettricità dalla rete, e l’andamento della produzione del cogeneratore, suddivisa tra autoconsumo ed immissione in rete.

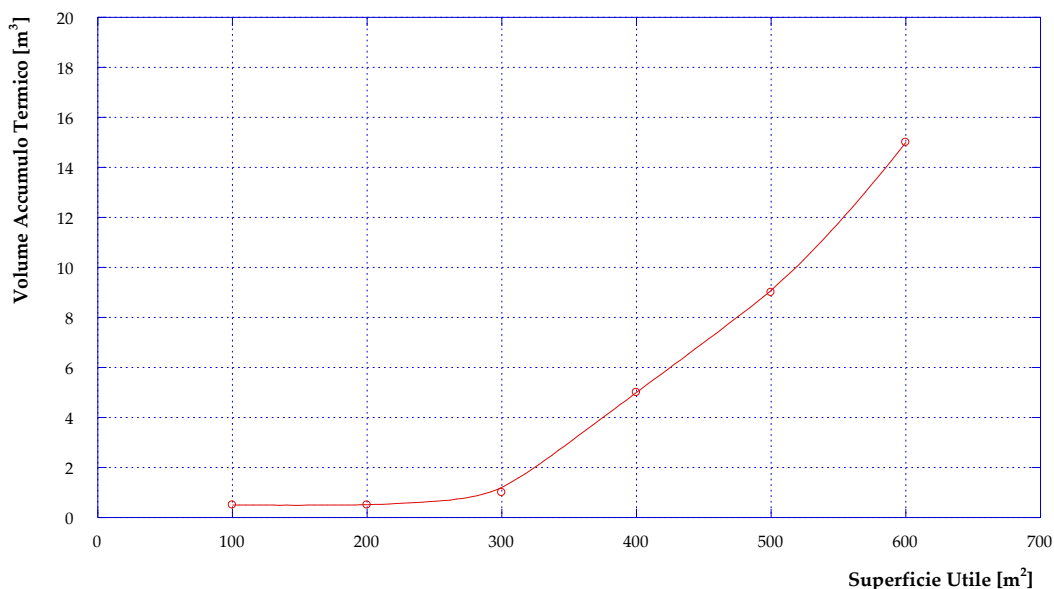


Figura 119 – Andamento del volume di accumulo termico ottimale in funzione della superficie utile di solare termico installata.

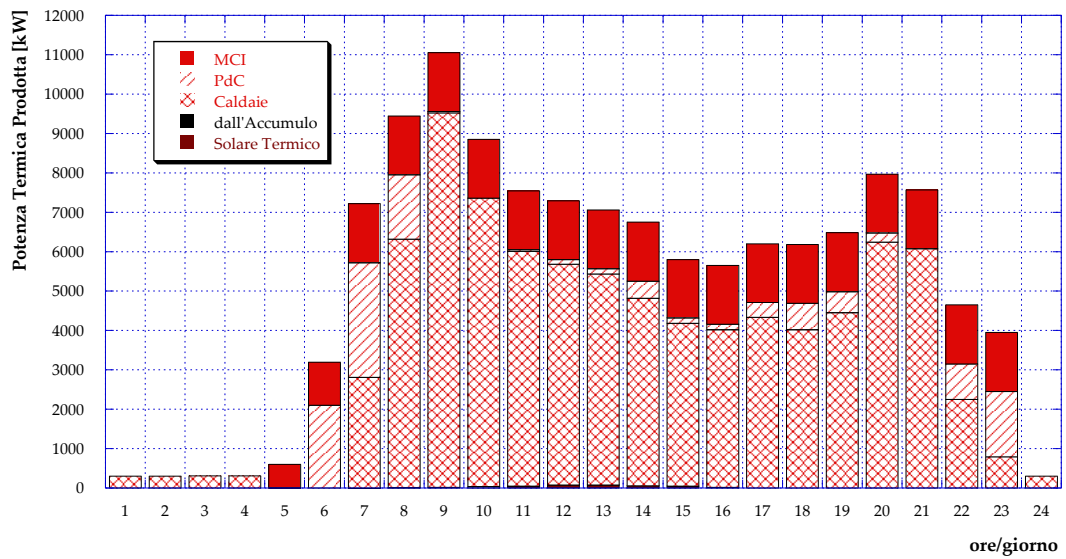


Figura 120 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)

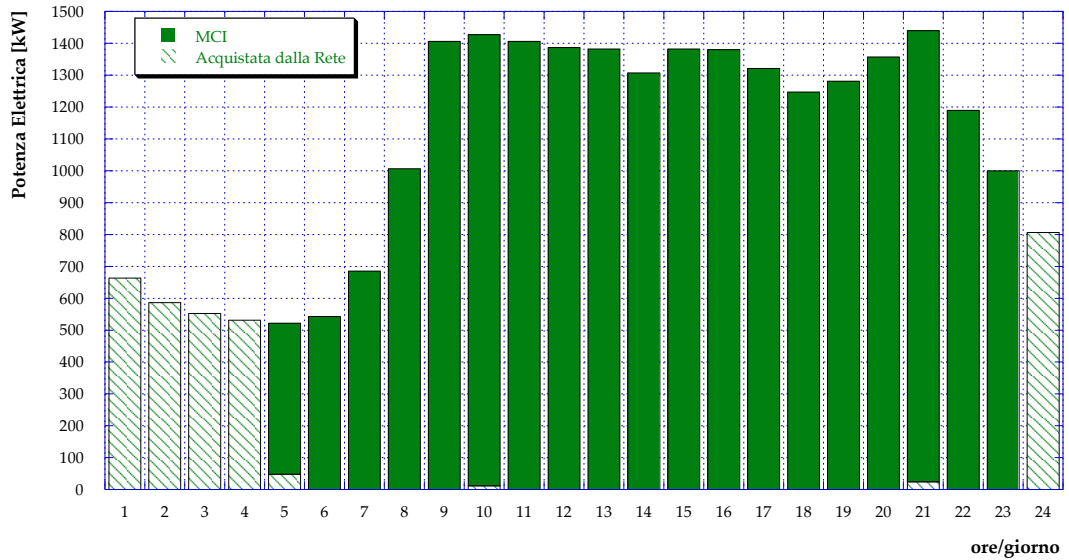


Figura 121 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale)

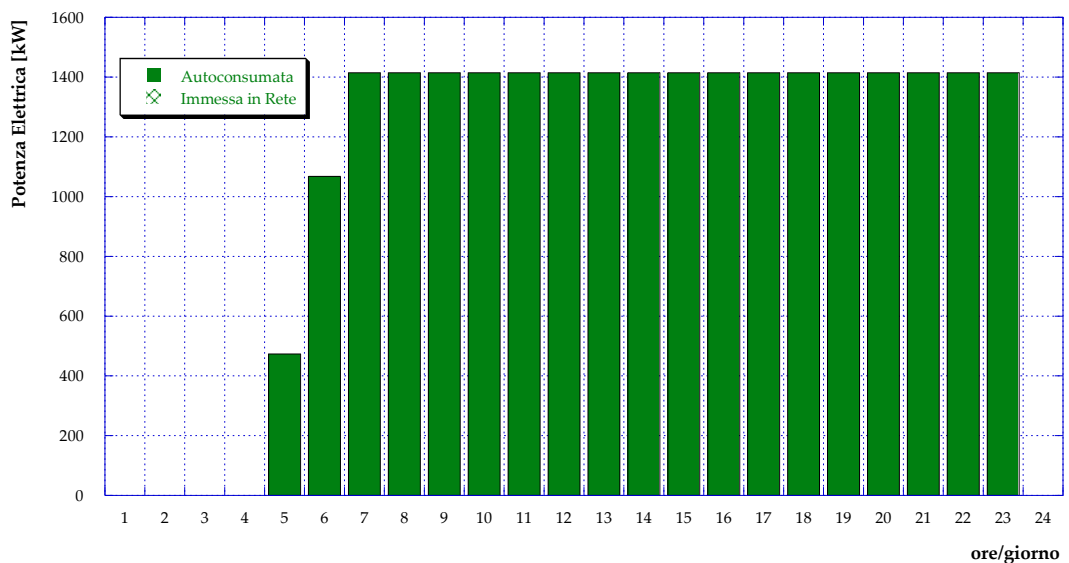


Figura 122 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo invernale)

Per quanto riguarda la mezza stagione, l'andamento del fabbisogno termico graficato in **Figura 123** mostra come il solare termico accoppiato all'accumulo sia in grado di soddisfare completamente la domanda termica dalle ore 10:00 alle ore 18:00 e dalle ore 20:00 alle ore 21:00. Le caldaie sono in funzione unicamente durante le ore notturne, dalle ore 23:00 alle ore 8:00. In **Figura 124** è mostrato l'andamento del fabbisogno elettrico relativo alla mezza stagione, mentre in **Figura 125** quello della produzione del motore cogenerativo (suddivisa tra immissione in rete ed autoconsumo).

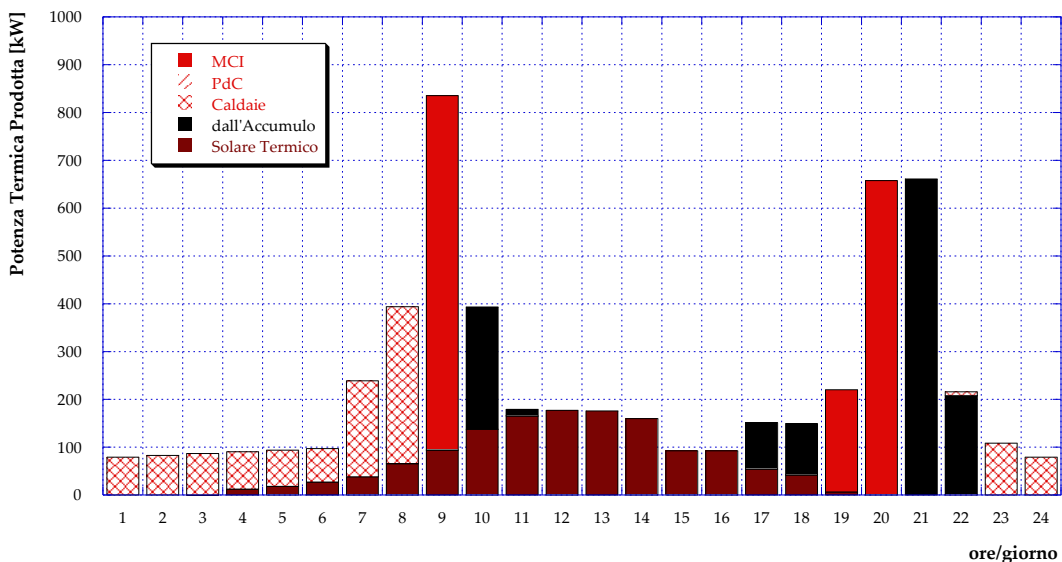


Figura 123 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)

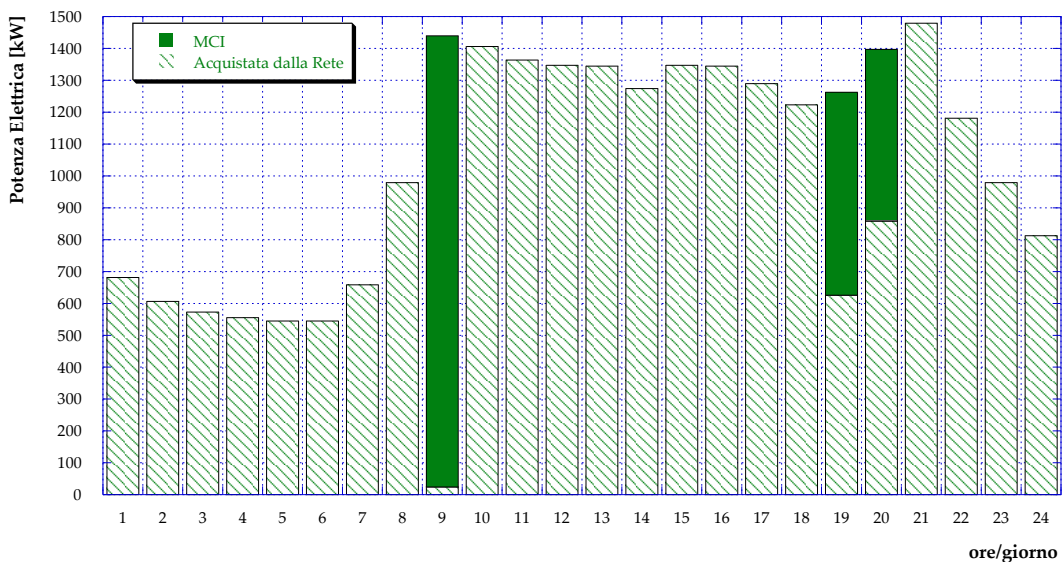


Figura 124 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)

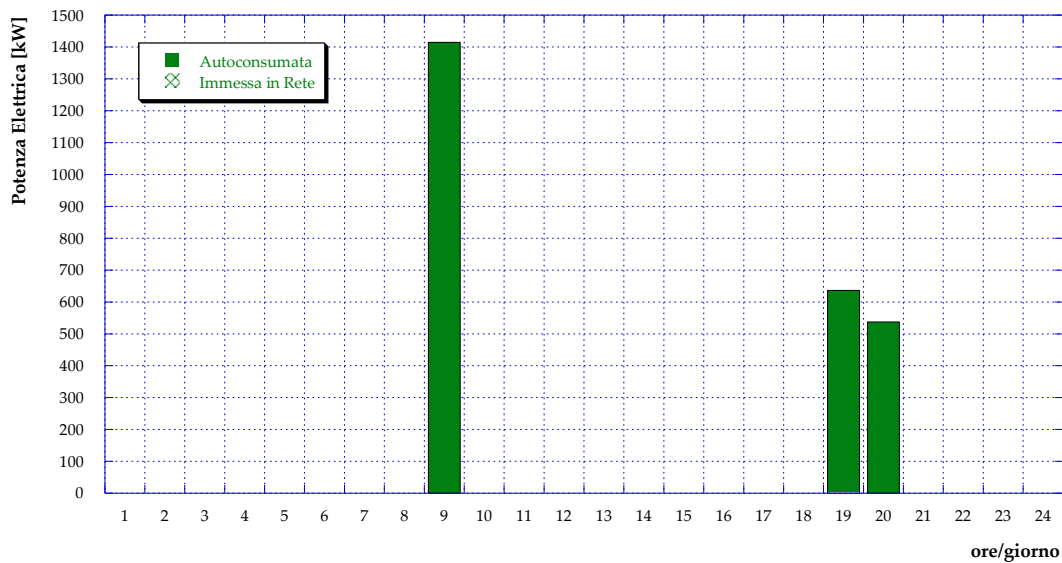


Figura 125 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)

I risultati relativi al giorno tipo estivo sono presentati da **Figura 126** a **Figura 129**. I contributi dei diversi sistemi di produzione al soddisfacimento del fabbisogno termico durante la giornata tipo estiva (**Figura 126**) mostrano – rispetto al Caso C3 – un incremento dell’energia termica disponibile sia da solare che dal serbatoio di accumulo. Si registra pertanto un decremento dei contributi dal cogeneratore e dalle caldaie. Relativamente al cogeneratore, la produzione di energia elettrica riesce a coprire completamente il fabbisogno elettrico delle utenze e della stazione di pompaggio dalle ore 9:00 alle ore 20:00 (**Figura 127**) e, qualora sia in surplus durante queste ore rispetto ai fabbisogni elettrici, viene utilizzata per alimentare i gruppi frigoriferi a compressione. L’andamento giornaliero del fabbisogno frigorifero è mostrato in **Figura 128**. In conclusione, **Figura 129** mostra come tutta l’energia elettrica prodotta in cogenerazione venga autoconsumata evitando completamente l’immissione di energia in rete.

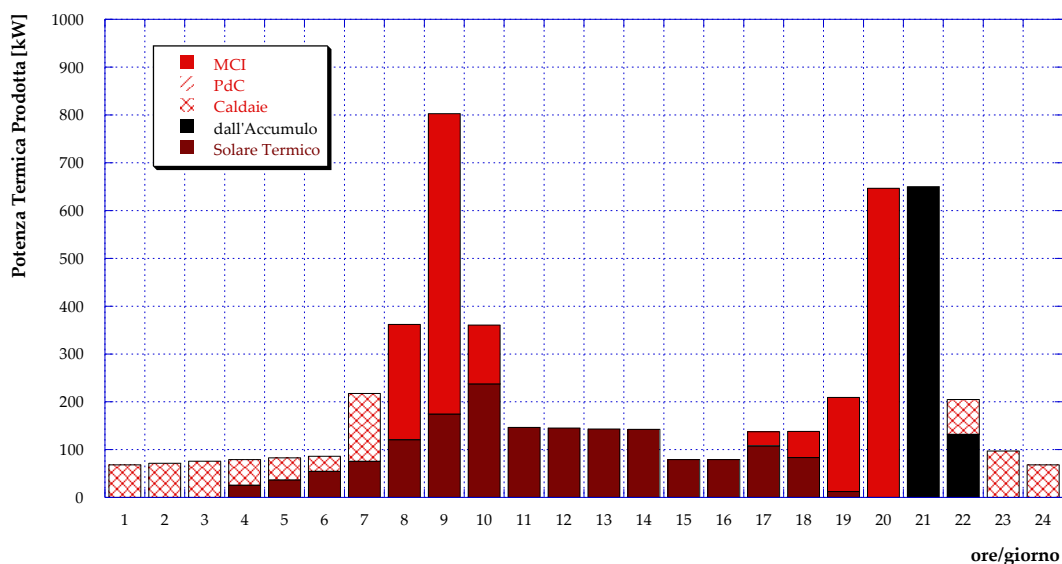


Figura 126 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)

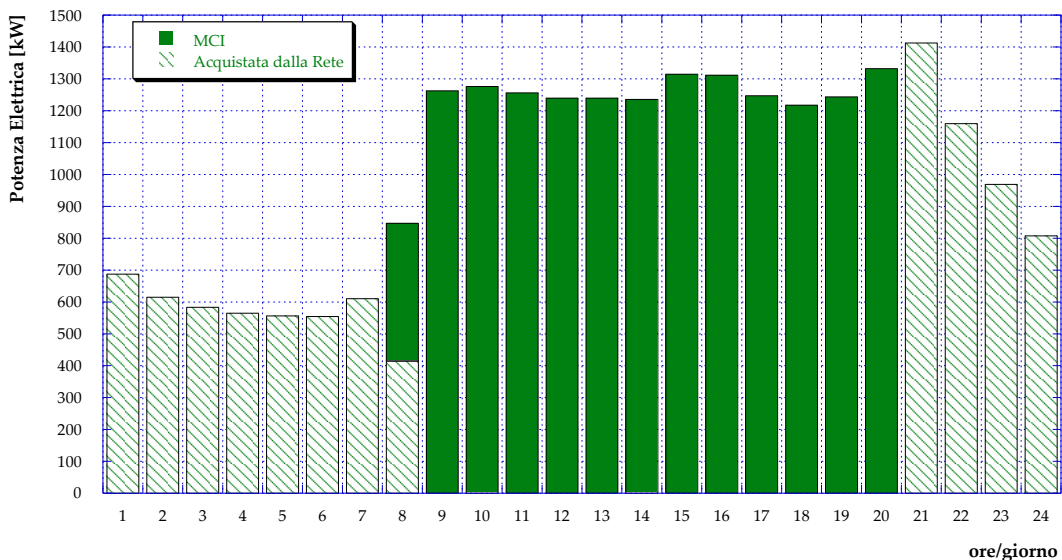


Figura 127 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)

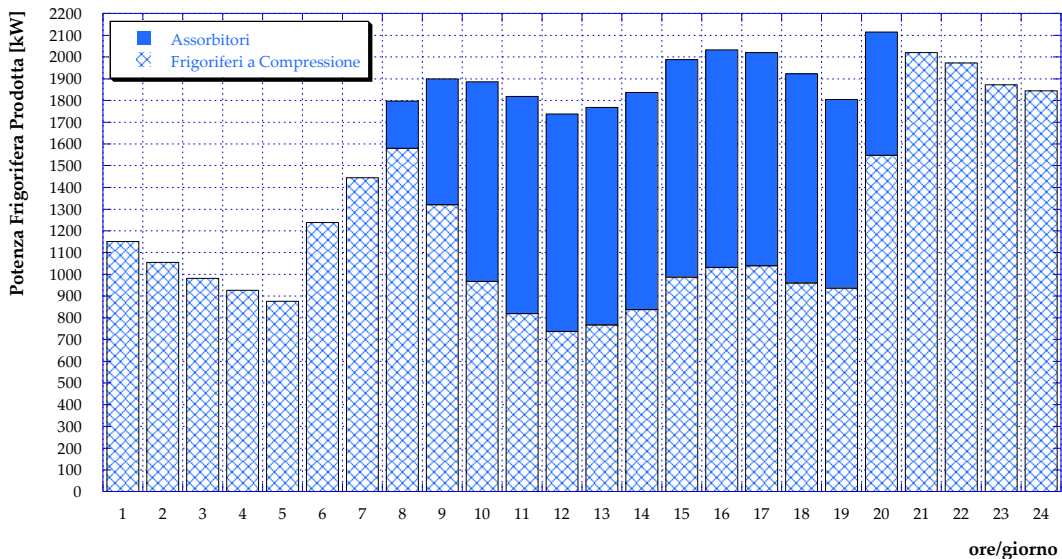


Figura 128 – Caso C4: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)

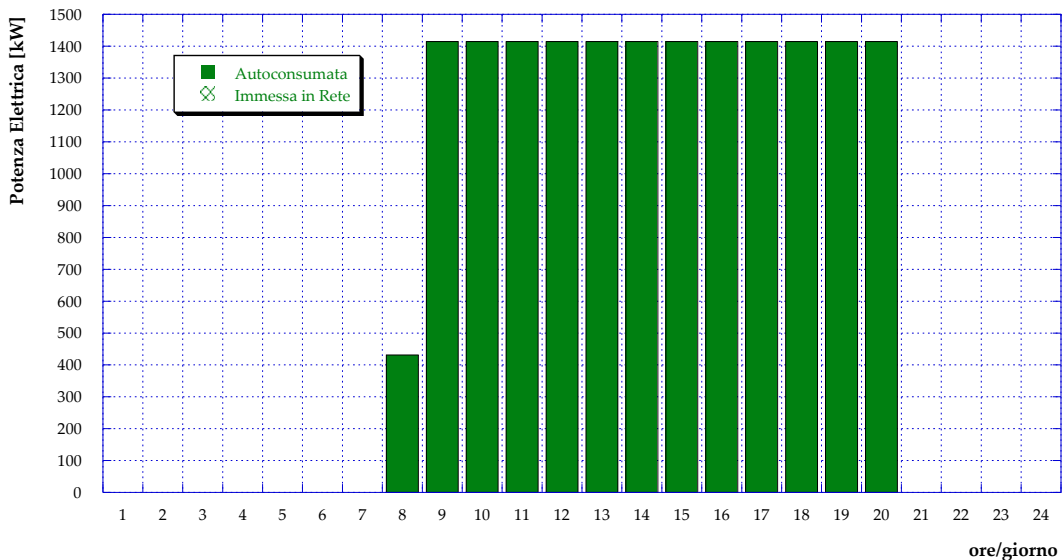


Figura 129 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo estivo)

8 Valutazioni annuali ed economiche

Nel presente capitolo vengono presentati i risultati energetici annuali relativi ai molteplici casi finora presentati, nell’ottica di effettuare una comparazione in termini di consumi annuali di combustibile, di energia elettrica annualmente acquistata dalla rete e di energia elettrica annualmente immessa in rete. Vengono inoltre analizzati e discussi alcuni aspetti economici e normativi che risultano di particolare interesse all’interno di un contesto in cui sono contemporaneamente presenti reti di teleriscaldamento, cogenerazione ed eventualmente produzione da fonti rinnovabili.

8.1 Risultati energetici annuali

Sulla base dei risultati ottenuti dall’applicazione del software EGO per il giorno tipo invernale, per il giorno tipo di mezza stagione e per il giorno tipo estivo, è possibile ricondursi ai flussi energetici annuali della centrale di produzione considerata. In particolare, come normato per la zona climatica E, si considera una durata del periodo invernale pari a 183 giorni, mentre sono stati considerati 90 giorni per il periodo di mezza stagione e 92 giorni per il periodo estivo. I risultati relativi al consumo annuo di combustibile in centrale sono presentati in **Figura 130**. Si può osservare che, rispetto al Caso Base, solamente il Caso B1 (due motori cogenerativi di uguale potenza nominale) ed il Caso B3 (due motori cogenerativi di uguale potenza nominale più l’accumulo termico) consentono un risparmio nel consumo annuo di combustibile; per tutti gli altri casi analizzati, invece, se ne registra un incremento. Per comprendere questo risultato è opportuno ricordare che nel Caso Base – in quanto rappresentativo della situazione attuale della centrale di Corticella – il fabbisogno di energia elettrica considerato è solo quello relativo al pompaggio in centrale (non veniva cioè considerato il fabbisogno elettrico delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento), così come non viene fornito il servizio relativo al fabbisogno frigorifero. Al contrario, in tutti i casi successivi la centrale fornisce anche i servizi relativi ai fabbisogni elettrico e frigorifero delle utenze. La sola osservazione dei risultati relativi al consumo annuale di combustibile potrebbe pertanto essere fuorviante nell’ottica di una comparazione tra i diversi casi proposti. Inoltre, in **Figura 130** si può osservare come le differenze in termini di consumo di combustibile per il Caso B2, il Caso C1, il Caso C2, il Caso C3 ed il Caso C4 siano quasi trascurabili.

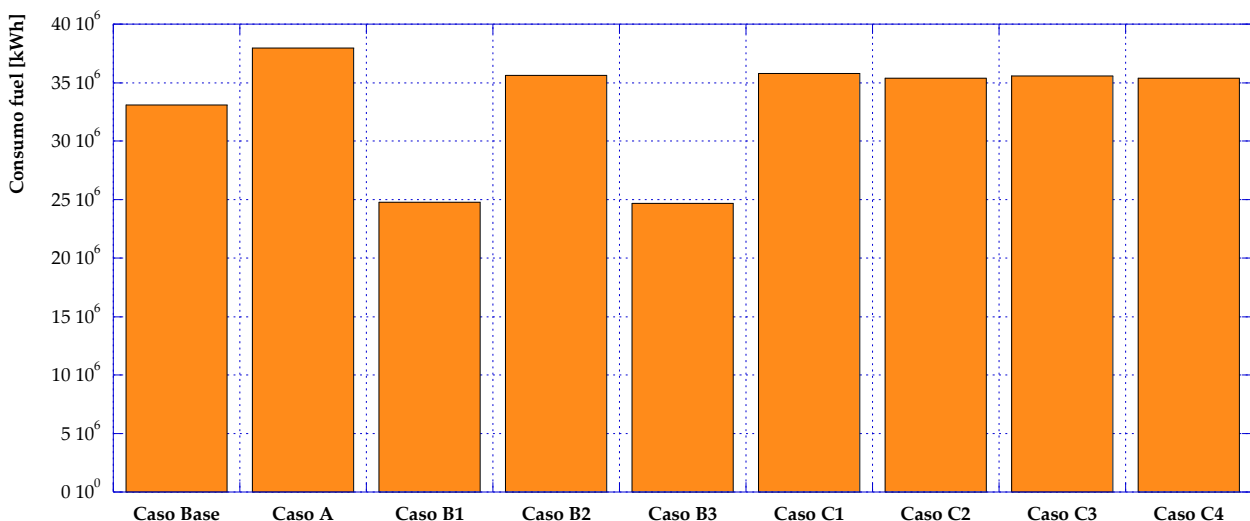


Figura 130 – Consumo annuale di combustibile

In **Figura 131** ed in **Figura 132** sono presentate rispettivamente l’energia complessivamente acquistata dalla rete e l’energia immessa in rete durante un anno di funzionamento della centrale considerata. Con

riferimento a **Figura 131**, risulta evidente la diminuzione di energia elettrica acquistata annualmente dalla rete in tutti i casi considerati, rispetto al Caso Base, con un minimo pari a circa 4134 MWh/anno per il Caso B1. Infatti, mentre per il Caso Base la quasi totalità della produzione elettrica del motore cogenerativo viene immessa in rete (si veda a tale proposito **Figura 132**), a partire dal Caso A fino al Caso C4 l'energia elettrica prodotta in centrale può essere sfruttata per (i) soddisfare il fabbisogno di energia elettrica delle utenze e (ii) muovere i gruppi frigoriferi a compressione durante la stagione estiva. In questo modo gli scambi di energia con la rete elettrica nazionale risultano minimizzati, costituendo un vantaggio nell'ottica dell'alleggerimento e della stabilità della rete stessa.

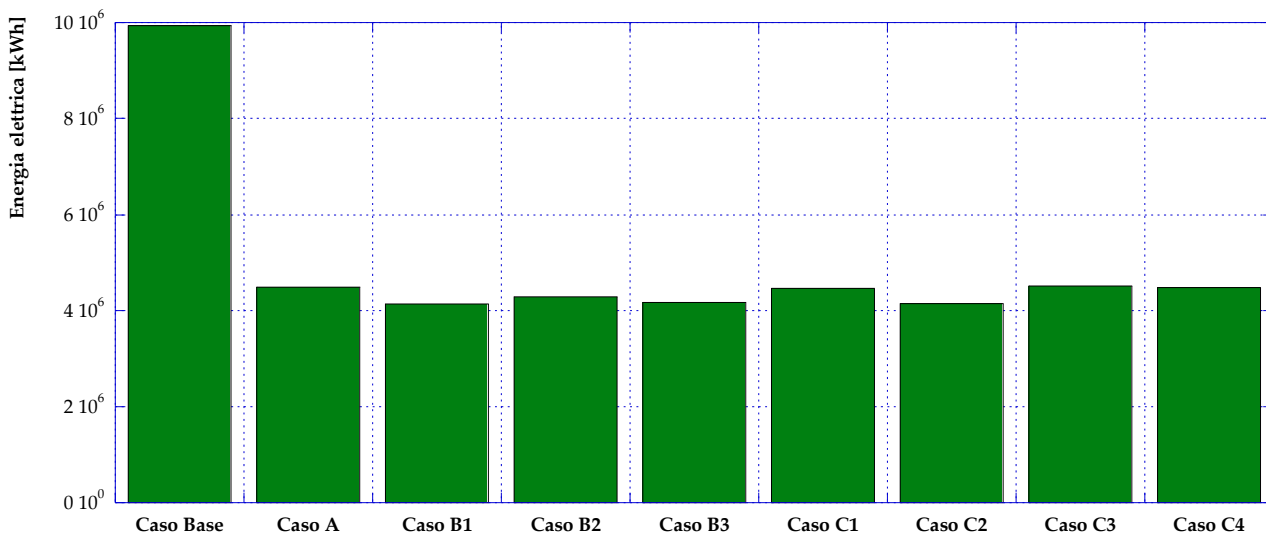


Figura 131 – Energia elettrica acquistata dalla rete annualmente

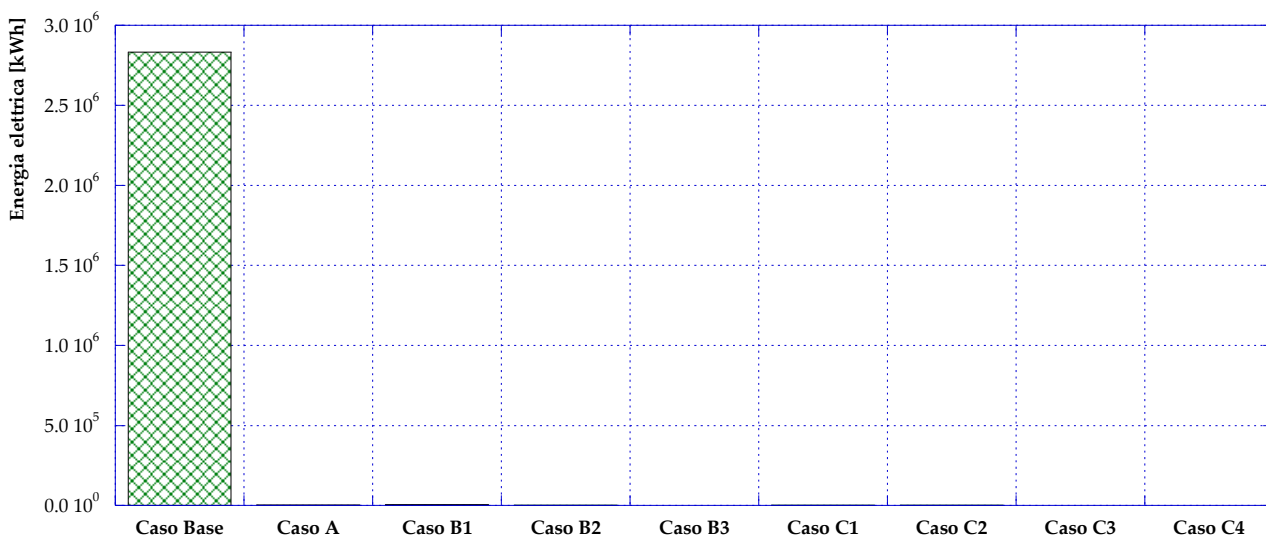


Figura 132 – Energia elettrica immessa in rete annualmente

Inoltre, in **Figura 133** viene mostrato – per ciascuno dei casi proposti – il consumo annuale complessivo di combustibile, necessario per soddisfare i fabbisogni elettrico, termico e frigorifero delle utenze. Tale consumo complessivo è composto da due contributi: il consumo di combustibile presso la centrale (caldaie e cogeneratore/i – tale contributo è il medesimo rappresentato in **Figura 130**) ed il consumo di combustibile che si ha per produrre l'energia elettrica che viene acquistata dalla rete. Per determinare questo secondo contributo si assume che l'energia elettrica acquistata dalla rete sia prodotta interamente tramite sistemi termoelettrici (ponendosi così nelle condizioni peggiori per quanto riguarda il consumo di

combustibile) e si assume un rendimento medio del parco termoelettrico nazionale pari al 40.2% [26]. Come si può facilmente notare, rispetto al Caso Base, le nuove configurazioni proposte consentono di ottenere un risultato molto importante: si può infatti osservare una riduzione sia del consumo di combustibile complessivo per soddisfare i fabbisogni delle utenze che del combustibile consumato a livello nazionale per la produzione di energia elettrica. Tale risultato, nell’ottica degli obiettivi prefissati a livello nazionale ed internazionale, risulta particolarmente vantaggioso. Si osserva infine che il risparmio di combustibile conseguibile in **Figura 133** è valutato – come già detto – solo sulla base del mancato acquisto di energia elettrica, senza tener conto pertanto delle perdite dovute alla sua distribuzione.

Il risparmio totale di combustibile calcolato permette, inoltre, di valutare le mancate emissioni di CO₂ conseguibili con le opzioni di impianto proposte, così come raffigurato in **Figura 134**. Per semplicità di analisi, il calcolo proposto è stato svolto supponendo sempre l’impiego di gas naturale. Le valutazioni svolte evidenziano la possibilità di una riduzione annuale delle emissioni di CO₂ compresa tra poco più di 1700 tonnellate (Caso A) e circa 4500 tonnellate (Caso B1).

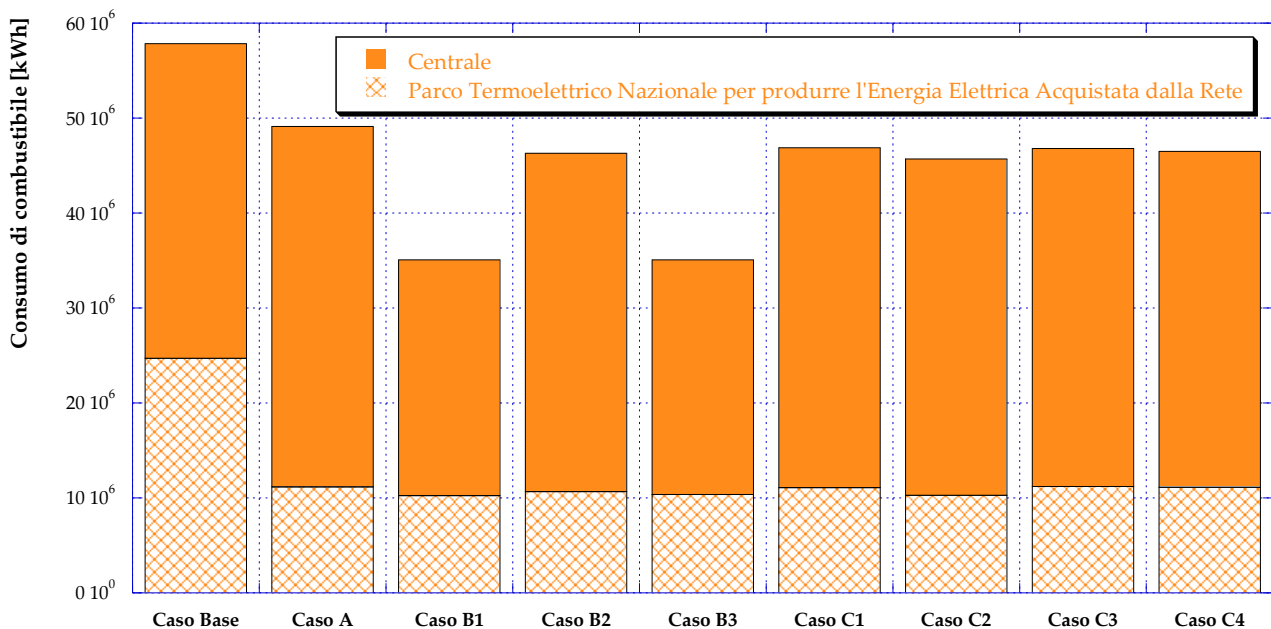


Figura 133 – Consumo annuale di combustibile complessivo per la produzione elettrica, termica e frigorifera

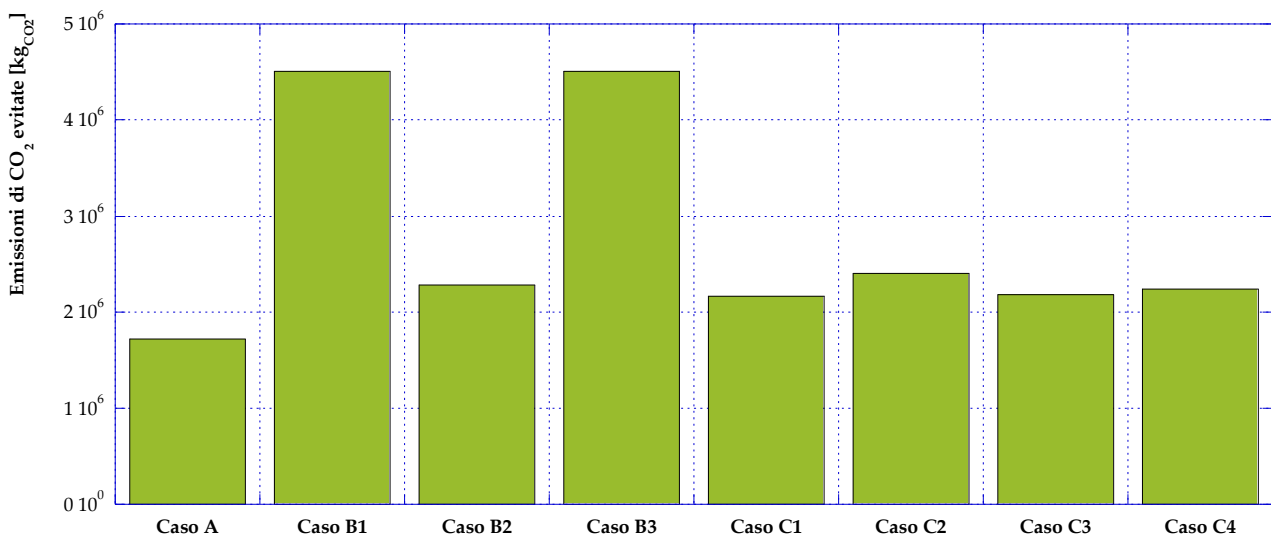


Figura 134 – Mancate emissioni di CO₂ rispetto al Caso Base

A completamento dei risultati energetici annui, inoltre, si riportano rispettivamente in **Figura 135** ed in **Figura 136** i valori del *Primary Energy Saving* (PES) ed del rendimento utile. Da entrambe le figure si osserva che per tutti i casi analizzati (compreso il Caso Base che – come già precisato più volte – è già il risultato di un processo di ottimizzazione) è possibile rientrare nelle condizioni che permettono il riconoscimento di *cogenerazione ad alto rendimento* (CAR). Rispetto al Caso Base, le opzioni di impianto analizzate comportano un incremento del PES (**Figura 135**) di alcuni punti percentuali mentre risultano più contenute le variazioni del fattore di utilizzo del combustibile (**Figura 136**).

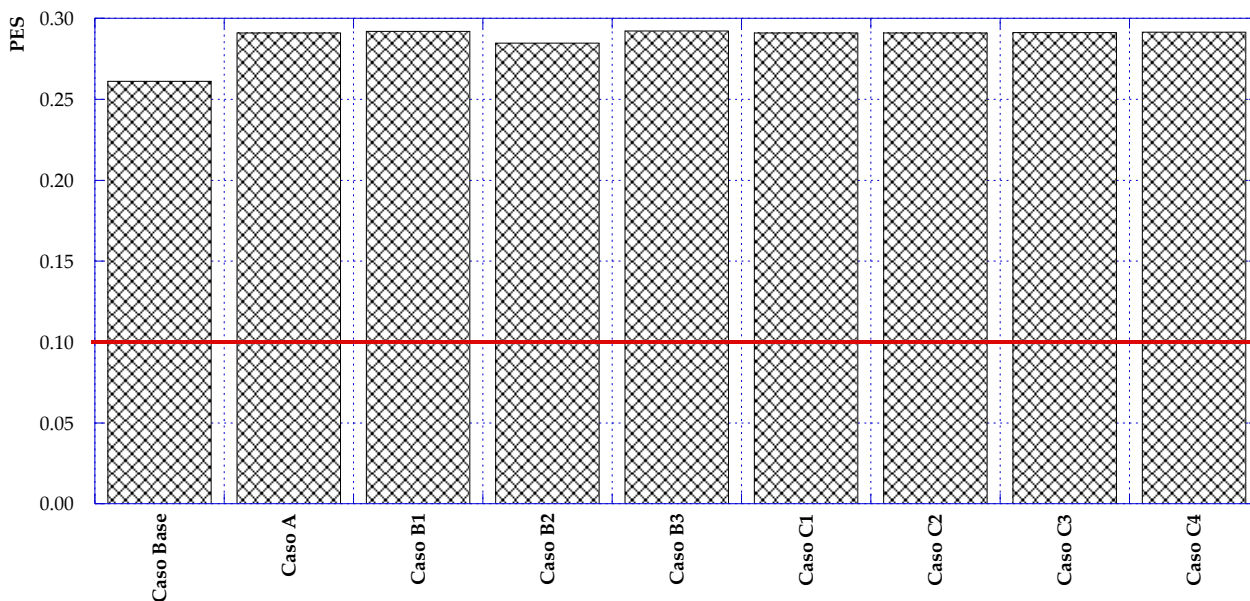


Figura 135 – Primary Energy Saving

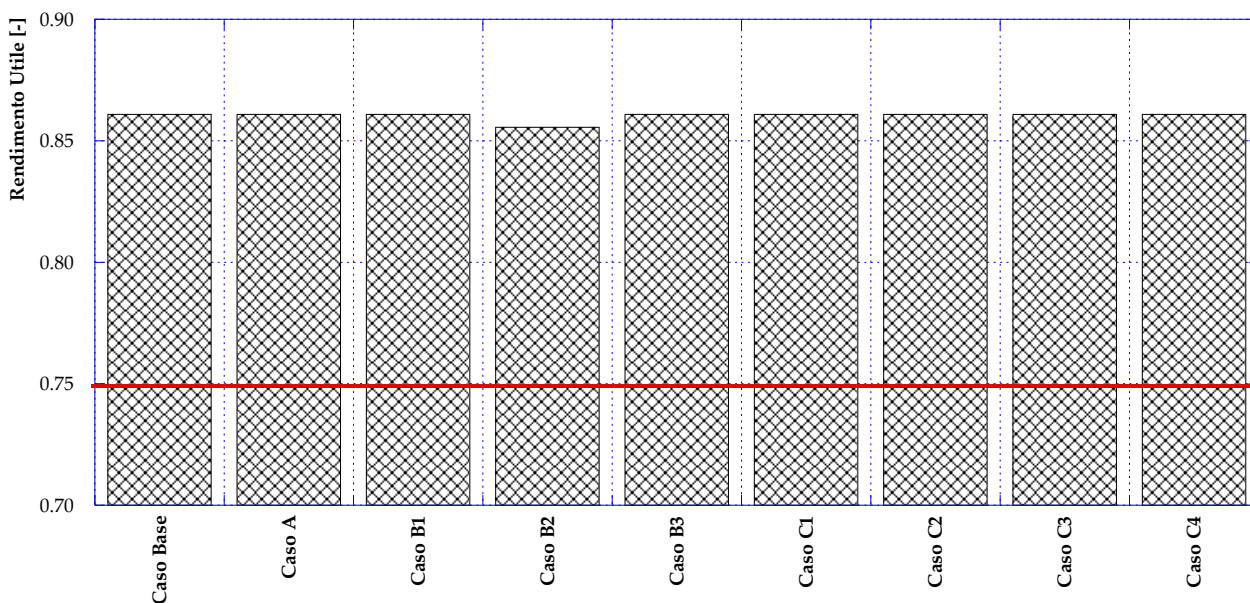


Figura 136 – Rendimento utile

8.2 Considerazioni ed approfondimenti

Nell'ottica di effettuare alcune valutazioni di carattere economico e poter in tal modo fornire gli elementi per un confronto esaustivo tra le configurazioni analizzate nel presente studio, si rende necessario l'approfondimento di alcuni aspetti relativi alla normativa in materia di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, eventualmente in presenza di produzione da fonte rinnovabile. Tali approfondimenti, non possono ovviamente trascurare l'attuale normativa di riferimento in relazione ai SEU (*Sistemi Efficienti di Utenza*) e ai SESEU (*Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza*).

Primariamente, come già evidenziato nella relazione conclusiva della precedente annualità [15], è opportuno mettere in luce l'incompletezza delle norme attuali riguardo la possibile casistica di sistemi di produzione installati. In particolare secondo le norme vigenti [27–29 e s. m.] in un impianto cogenerativo che alimenta una rete di teleriscaldamento è possibile usufruire delle accise industriali sul prezzo di tutto il gas naturale consumato in centrale, se si rispettano le seguenti condizioni:

- rapporto tra potenza elettrica totale installata e potenza termica totale installata (comprese le caldaie ausiliarie eventualmente disposte lungo la rete di distribuzione) superiore al 10%;
- rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta e l'energia termica totale ceduta all'utenza superiore al 10%.

In base alla conoscenza degli Autori, tuttavia, non sono ad oggi chiare le metodologie di calcolo dei suddetti rapporti nel caso di installazione di generatori elettrici o termici da fonte rinnovabile e di pompe di calore alimentate dal cogeneratore stesso. Un punto chiave ed estremamente delicato per poter valutare e comparare i casi presentati, quindi, sta nella definizione dei *confini d'impianto* della centrale, ovvero nella definizione di quali sistemi di produzione includere per la determinazione dei suddetti rapporti tra energie prodotte e/o tra le potenze installate. Tale problema si rende particolarmente evidente per sistemi come pompe di calore o gruppi frigoriferi, sia a compressione che ad assorbimento, per i quali l'inclusione o meno all'interno dei confini della centrale si traduce in una differente natura dei flussi di energia utile da considerare. Per esempio, considerando la pompa di calore all'interno dei confini di centrale, il flusso di energia utile da considerare per i calcoli relativi alla normativa è l'energia termica da essa prodotta, mentre dovrà essere decurtata la quota parte di energia elettrica in input alla pompa di calore stessa nel calcolo dell'energia elettrica utile prodotta in centrale ed uscente dalla stessa. Viceversa, nel caso in cui la pompa di calore sia considerata al di fuori dei confini della centrale, l'energia termica da essa prodotta non deve essere considerata nel computo del termico uscente dalla centrale e il flusso di energia utile sarà quello elettrico. Lo stesso discorso può essere ripetuto nel caso dei gruppi frigoriferi per quanto riguarda l'energia elettrica in ingresso – nel caso di compressori – o l'energia termica in ingresso – per quanto riguarda gli assorbitori rispetto alla produzione di freddo.

Ai fini della determinazione dei flussi di energia utili, così come della potenza complessivamente installata in centrale, quindi, con l'obiettivo di determinare una strategia il più generale possibile ed applicabile ai più svariati scenari, gli Autori hanno ritenuto di proporre la definizione dei confini di impianto così come presentato in **Figura 137**. Si considerano pertanto come flussi di energia elettrica utile uscente dalla centrale quelli provenienti da cogeneratore e da sistemi fotovoltaici e come flussi di energia termica utile quelli recuperati dal cogeneratore (ovvero il calore disponibile dal cogeneratore a meno delle dispersioni al camino) e quelli prodotti dalle caldaie e dai pannelli solari termici. In altre parole, il confine di centrale utile al calcolo del rapporto tra potenza elettrica e termica installate e tra energia elettrica e termica prodotte è individuato nell'insieme di tutti i sistemi di *tipo toppe* (definendoli in questo caso specifico come i sistemi energetici per la produzione di energia elettrica e/o termica a partire dalla conversione diretta di una *fonte* energetica fossile e/o rinnovabile); la definizione proposta lascia pertanto fuori dalla valutazione il resto dei sistemi energetici di **Figura 137** (che possono quindi essere individuati come sistemi di *tipo bottomer*), ovvero tutti i sistemi di produzione di energia elettrica, termica e/o frigorifera a partire dalla conversione di un'altra forma di energia utile (elettrica o termica nel caso di **Figura 137**).

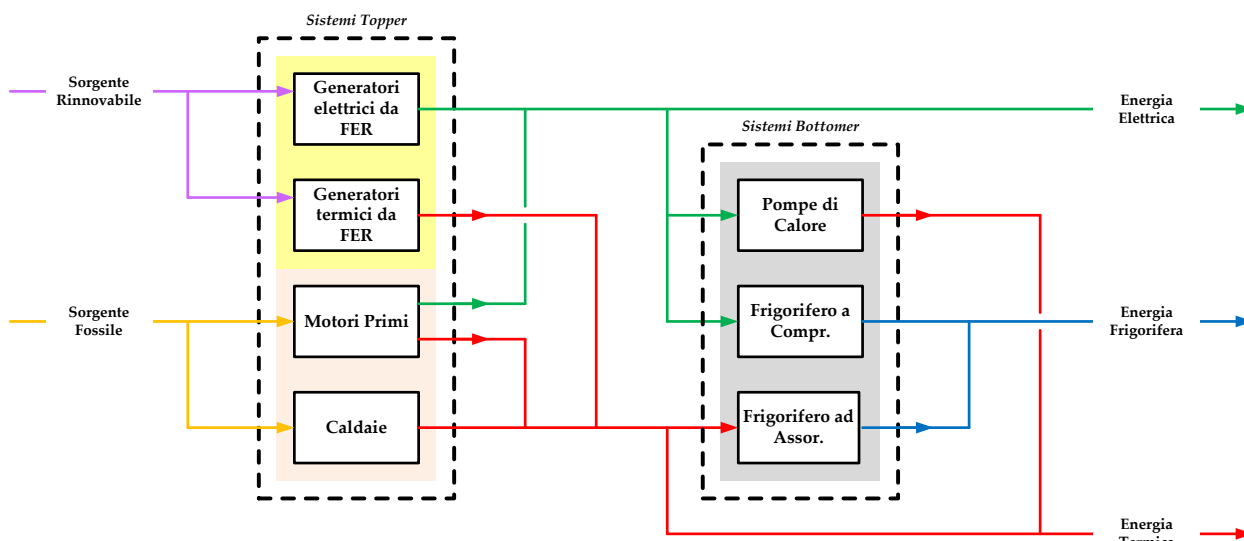


Figura 137 – Schema generale relativo ai flussi energetici in uscita dalla centrale di produzione

Un secondo livello di approfondimento riguarda – come detto – la normativa relativa ai sistemi SEU e SEESEU. Come noto, i sistemi SEU e SEESEU rientrano nella macro-categoria dei SSPC (*Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*), così come definito dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas [30 e s.m.i.]. In base alle disposizioni vigenti, è possibile identificare i sistemi SEU (definizione valida a partire dal 2 febbraio 2016) come:

<<Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all’interno di un’area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione>>

Analogamente, i sistemi SEESEU (si omette per semplicità l’ulteriore sotto-classificazione in SEESEU tipo A, tipo B e tipo C) sono identificabili come:

<<realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:

i. sono realizzazioni per le quali l’iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;

ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;

iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tenendo in considerazione le modifiche introdotte dalla legge 221/15, con decorrenza 2 febbraio 2016);

iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all’interno di tale sistema. L’univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l’1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l’unicità del soggetto giuridico titolare dell’unità di produzione e dell’unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell’1 gennaio 2016;

v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;

vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema>>.

L'ottenimento della qualifica SEU/SEESEU (A-B) comporta condizioni tariffarie agevolate per quanto riguarda l'energia elettrica autoconsumata, così come previsto dal decreto legislativo n. 115/08, come modificato e integrato dal decreto legislativo 56/10 e dalla Legge 116/2014. In particolare, a partire dal 1 gennaio 2015, per i sistemi riconosciuti come SEU/SEESEU <<i>corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, si applicano sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete>>, ai sensi dell'art. 24 della Legge 116/2014.

In base alle definizioni riportate, emerge che tutte le soluzioni analizzate – se si vanno a considerare i criteri per la definizione di confini della centrale proposti dagli Autori nell'ambito dell'approccio proposto – potrebbero rientrare nella qualifica SEU/SEESEU in considerazione dei

- 1) vincoli di potenza massima (20 MW fino all'1/02/2016, nessun limite dal 02/02/2016);
- 2) obbligo di riconoscimento FER o CAR;
- 3) vincoli di area.

Più complessa è invece la valutazione dei vincoli di natura giuridica, ovvero:

- 1) nel caso di sistemi SEU è prevista la presenza di 1 cliente, 1 produttore (anche diverso) ed 1 unità di consumo;
- 2) nel caso di sistemi SEESEU tipo A è richiesto un <<unico soggetto giuridico (Produttore=Cliente). L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata all'1/01/2014 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del Sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6/05/2010 e l'1/01/2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data dell'1/01/2016 – Ovvero – Produttori e clienti finali appartengono al medesimo gruppo societario e l'appartenenza al medesimo gruppo deve essere verificata alla data del 2/02/2016 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del Sistema>>
- 3) nel caso di sistemi SEESEU tipo B è prevista la presenza di 1 cliente, 1 produttore (anche diverso) ed 1 unità di consumo.
- 4) nel caso di sistemi SEESEU tipo C è previsto che le <<Unità di Consumo che lo compongono devono essere gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi, purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario>>

Da quanto sopra scritto, pertanto, emerge che i vincoli giuridici difficilmente permetterebbero la qualifica di SEU/SEESEU a realtà simili a quella analizzata (a prescindere dal caso specifico della rete di Corticella), ovvero a reti complesse di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera gestite da un consorzio/cooperativa e al servizio di utenze civili/residenziali e/o nel caso di un'utenza composta da più soggetti. Tuttavia, come dimostrato nei precedenti paragrafi, tali realtà consentono di ottenere molteplici benefici all'interno del panorama energetico nazionale e per tale motivo si ritiene che potrebbero essere premiate alla stregua delle realtà già previste dalla normativa SEU/SEESEU. Ulteriori riconoscimenti previsti dalle vigenti normative possono essere applicati solo in presenza di collegamenti elettrici privati.

Ritornando al caso in esame nel presente studio, che attualmente non rientra dunque negli scenari contemplati dalla normativa SEU/SEEU, sono state effettuate caso per caso le valutazioni relative alla possibilità di essere riconosciuti come sistemi cogenerativi abbinati al teleriscaldamento. Il dettaglio relativo ai valori assunti dalle accise industriali e civili considerate è riportato in **Tabella 12**: come si può notare, la differenza tra i valori assunti per il gas ad uso civile e per quello ad uso industriale è di un ordine di grandezza. Pertanto la possibilità di essere riconosciuti come sistema di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento comporta una sensibile differenza nei flussi di cassa annui.

Allo stato attuale, la centrale in esame (Caso Base) rientra nei limiti previsti sul rapporto delle potenze installate ed energie prodotte. Risulta infatti un rapporto tra la potenza elettrica installata (1415 kW) e termica totale (1493 kW dal recupero termico del cogeneratore, più 11'600 kW di caldaie) pari quasi all'11%; inoltre le simulazioni effettuate hanno mostrato un rapporto tra l'energia elettrica totale e termica fornita alle utenze anche in questo caso di poco superiore al minimo consentito. Poiché le diverse configurazioni d'impianto analizzate nei casi successivi, prevedono l'installazione di ulteriori sistemi di produzione elettrica o termica e/o modifiche al funzionamento della centrale, risulta di fondamentale importanza valutare il mantenimento o meno dei suddetti benefici. A tale proposito, in **Figura 138** ed in **Figura 139** sono riportati rispettivamente i valori del rapporto tra potenza elettrica e termica installate e quelli del rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta e l'energia termica totale ceduta all'utenza, per i diversi casi analizzati.

Tabella 12 – Accise civili ed industriali per il gas naturale

	Gas uso industriale	Gas uso civile
Accisa nazionale [€/Sm ³]	0.007	0.186
Addizionale regionale* [€/Sm ³]	0.005	0.031
TOTALE [€/Sm³]	0.013	0.217

* riferimento: Regione Emilia Romagna

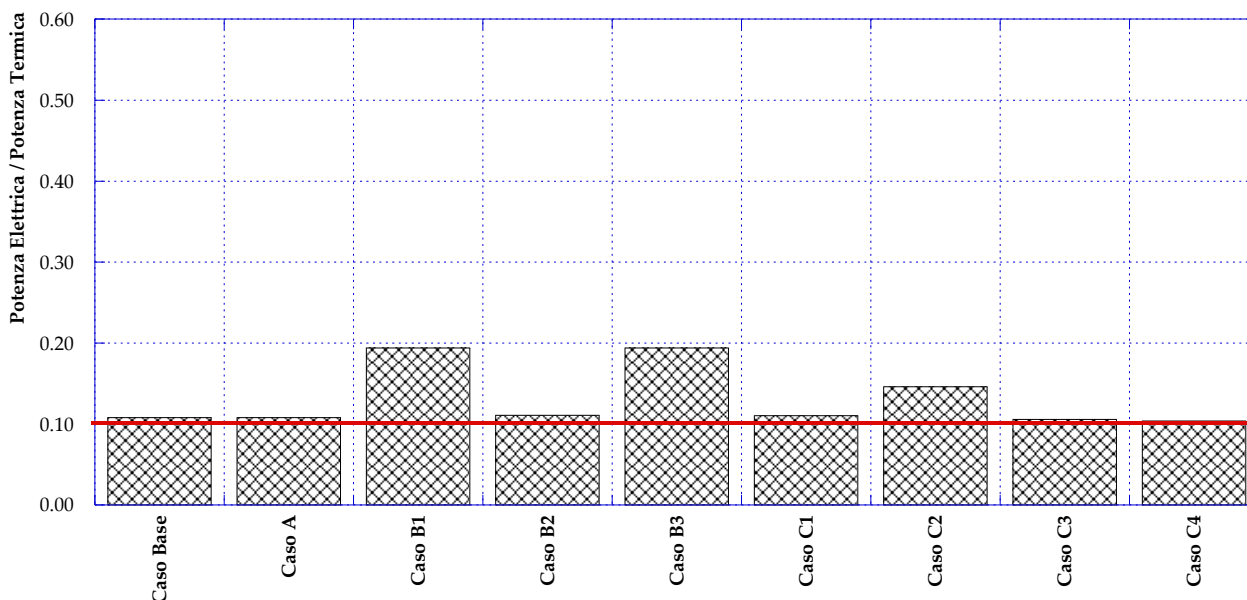


Figura 138 – Rapporto tra potenze elettrica e termica installate

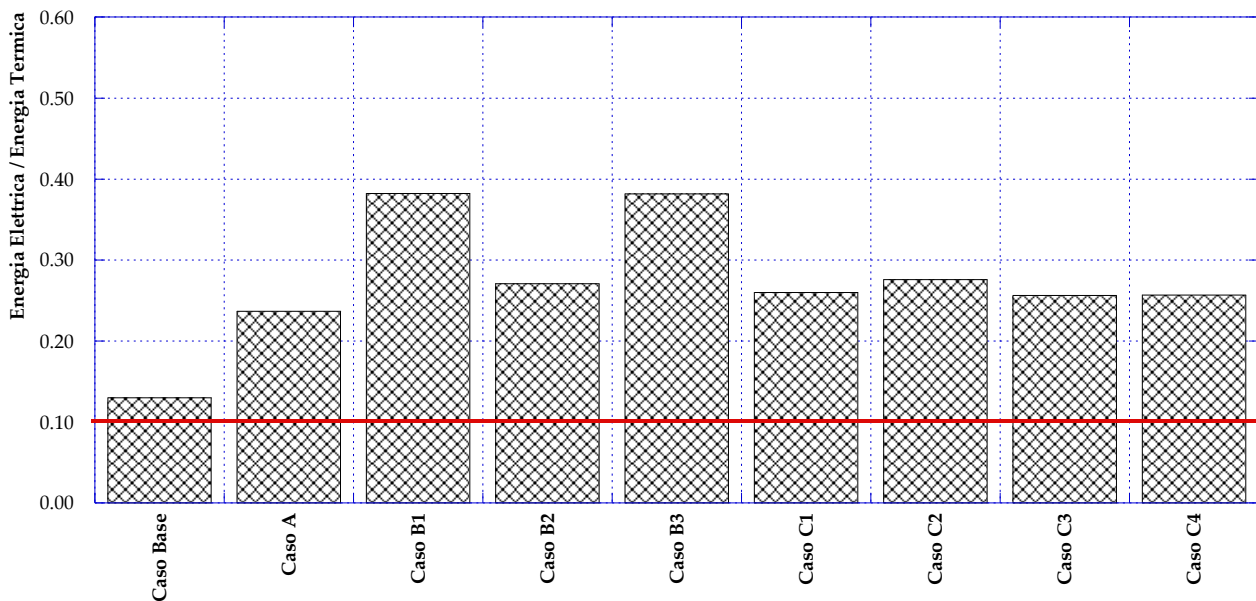


Figura 139 – Rapporto tra energia elettrica totale prodotta ed energia termica totale ceduta all’utenza

Come risulta evidente, in tutti gli scenari considerati vengono rispettati i limiti imposti dalla normativa ed è pertanto possibile usufruire dei benefici relativi alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento. Inoltre, l’ottimizzazione dell’allocazione dei carichi permette alla centrale di operare durante il corso dell’anno in maniera tale da rientrare nella definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Conseguentemente, nelle valutazioni relative ai costi operativi annualmente sostenuti dalla centrale è possibile (i) applicare i valori industriali nel computo delle accise per la totalità del combustibile (cogeneratori più caldaie) e (ii) godere dei benefici relativi all’emissione di Certificati Bianchi. Pertanto, si riporta in **Figura 140** il confronto tra i costi operativi annuali che la centrale dovrebbe sostenere per i diversi scenari se non avesse alcun tipo di agevolazione e i costi operativi che invece deve sostenere avendo la qualificazione CAR e i suddetti benefici. Tale valori sono stati calcolati tenendo conto del costo totale sostenuto per l’acquisto di combustibile ed energia elettrica, dei costi di manutenzione e dei guadagni derivanti dalla vendita di energia elettrica alla rete, oltre che del risparmio conseguito grazie ai Certificati Bianchi. I valori assunti per il calcolo, oltre che in **Tabella 12**, sono presentati in **Tabella 13**.

Tabella 13 – Parametri dell’analisi economica [15]

Costo di acquisto Energia Elettrica	[€/kWh]	0.180
Prezzo di vendita alla rete Energia Elettrica	[€/kWh]	0.080
Costo Manutenzione Motore Primo	[€/kWh]	0.020
Costo Manutenzione Caldaie	[€/kWh]	0.006
Costo Manutenzione Pompe di Calore	[€/kWh]	0.010
Costo Manutenzione Frigorifero a Compressione	[€/kWh]	0.006
Costo Manutenzione Frigorifero ad Assorbimento	[€/kWh]	0.002

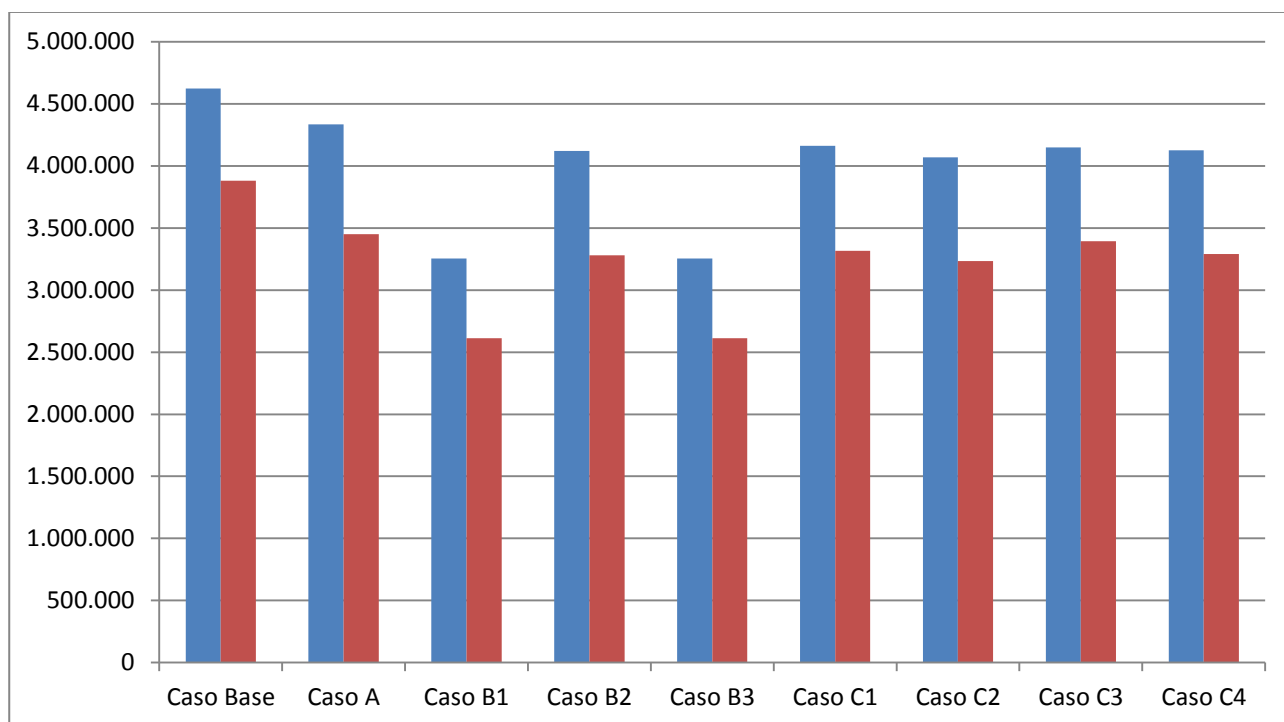


Figura 140 – Costo annuo servizio energia: senza considerare gli incentivi (in blu) e considerando gli incentivi (in rosso)

Risulta ovviamente scontata – per fissata configurazione – la diminuzione del costo annuo che la centrale deve sostenere per il servizio energia quando opera in regime CAR. Inoltre, come si può facilmente osservare, sia considerando gli incentivi che nel caso di assenza di benefici, tutti i casi proposti ed analizzati consentono un risparmio rispetto al Caso Base. Tra essi, quelli che consentono una maggior diminuzione del costo annuo per il servizio energia sono il Caso B1 ed il Caso B3, in cui le modifiche nel set-up della centrale consentono l’installazione di un secondo motore cogenerativo avente stessa taglia del primo e – solo per il Caso B3 – di un serbatoio di accumulo termico. Per tali casi la spesa annualmente sostenuta dalla centrale si attesta a valori di poco superiori a 2’600’000 €, ovvero un risparmio di più di un milione di euro rispetto al Caso Base (circa 3’881’000 €).

Per meglio chiarire e quantificare i risultati ottenuti, in **Figura 141** viene presentato il risparmio percentuale annualmente ottenibile per ciascuna delle configurazioni analizzate rispetto al Caso Base, nel caso di applicazione della normativa CAR. Si può osservare che anche la configurazione che consente di raggiungere risultati meno incoraggianti, permette in ogni caso di ottenere un risparmio pari ad oltre il 10% (Caso A). Il Caso A, infatti, è quello che si discosta meno in termini di set-up dalla centrale attuale, prevedendo solo l’aggiunta dei gruppi frigoriferi. Per quanto riguarda l’integrazione con i sistemi di generazione da fonte rinnovabile, invece, si riscontra un maggior decremento nei costi annuali per la centrale se si considera l’installazione di pannelli fotovoltaici (Caso C1 e Caso C2) rispetto al solare termico (Caso C3 e Caso C4) – anche se a parità di superficie installata la differenza è lieve. Tale risultato è dovuto principalmente alla grande richiesta elettrica durante tutto il corso dell’anno – in particolare per muovere i gruppi frigoriferi a compressione – e alla presenza della pompa di calore.

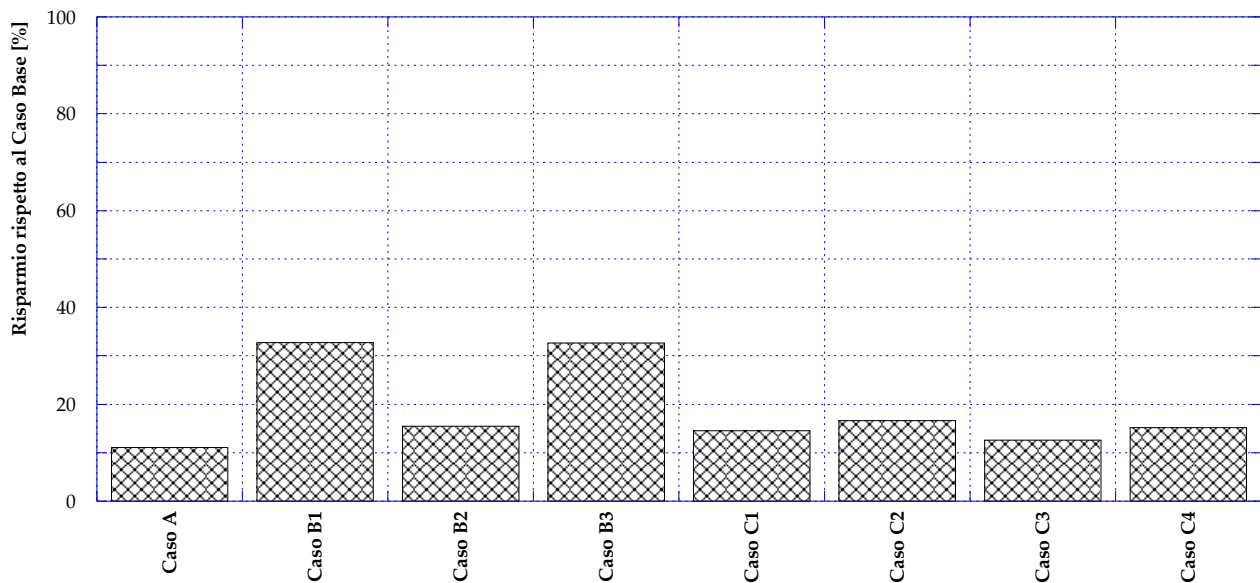


Figura 141 – Risparmio percentuale conseguibile rispetto al Caso Base

In definitiva, la strategia ottimale in base alle ipotesi ed assunzioni fatte si rivela essere il Caso B1, con un risparmio di poco superiore a 1'200'000 €, pari cioè a oltre il 30% dei costi sostenuti nel Caso Base. Tale risparmio, che dimostra l'efficacia della strategia proposta, si può tradurre in evidenti benefici per gli utenti finali che potrebbero usufruire di tariffe di fornitura dell'energia termica più vantaggiose. Inoltre, l'ottimizzazione della gestione dei flussi energetici consente di limitare lo scambio di energia elettrica con la rete nazionale, con i conseguenti benefici per il gestore della rete stessa.

9 Integrazione degli algoritmi di calcolo idraulico all'interno del software EnSim di ENEA per la simulazione dinamica di una rete di teleriscaldamento

9.1 Descrizione delle modifiche implementate

Tale fase è dedicata all'integrazione dell'algoritmo di Todini-Pilati, già convertito in linguaggio MatLab, durante la precedente annualità come descritto nella relazione [15], all'interno del software EnSim, sviluppato da ENEA in ambiente Simulink per il calcolo dinamico delle reti di teleriscaldamento [31]. Tale integrazione è finalizzata a rendere più accurato lo studio del comportamento dinamico di una rete di teleriscaldamento. Nel dettaglio, obiettivo principale delle modifiche apportate al codice sorgente EnSim è quello di includere il calcolo e, di conseguenza, l'aggiornamento dei valori di portata circolante nei singoli tratti della rete, valutato sulla base della risoluzione dell'algoritmo di Todini-Pilati, a seguito di una variazione di potenza termica richiesta dalle singole utenze presenti all'interno della rete stessa. In **Figura 142** si riporta una schematizzazione concettuale dell'integrazione tra i due software effettuata. Le modifiche principali effettuate sono relative sia (i) alla scrittura di un nuovo script di avvio (sviluppato in ambiente Matlab) in grado di inizializzare tutte le variabili ed i parametri operativi necessari alla valutazione iniziale (istante zero) della rete, sia (ii) alla modifica del codice sorgente EnSim (in ambiente Simulink) al fine di integrarlo con l'algoritmo di Todini-Pilati consentendo quindi la valutazione dinamica della rete negli istanti successivi.

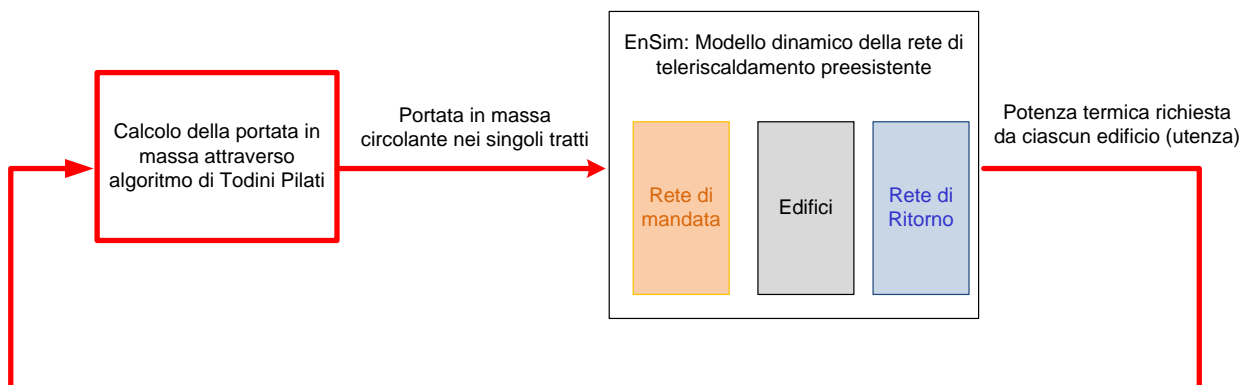


Figura 142 – Schematizzazione dell'integrazione tra i due software implementata

Nel dettaglio, le due fasi si sono articolate come descritto di seguito:

- i) Creazione e scrittura di uno script di avvio in ambiente Matlab, denominato *start_all.m*, in grado di definire in automatico tutte le variabili ed i parametri iniziali, necessari all'avvio della simulazione. Uno screenshot dello script sviluppato è riportato in **Figura 143**. Nel dettaglio, il nuovo script lancia in automatico il file *parmod.m*, precedentemente creato da ENEA, il quale permette l'inizializzazione delle variabili e delle condizioni al contorno necessarie alla simulazione dinamica della rete. Contestualmente il nuovo script lancia anche il file *MAIN PROGRAM DEF.m* che, in questa fase, inizializza la configurazione della rete con lettura da file Excel (*input rete arquata.xlsx*) di tutti i parametri necessari al calcolo dell'algoritmo di Todini Pilati, quali ad esempio numero e tipologia di nodi, numero dei rami, configurazione geometrica della rete, lunghezza e caratteristiche geometriche di ogni singolo tratto, ecc. (per ulteriori dettagli sui parametri di input/output del codice di calcolo sviluppato si rimanda alla lettura della relazione redatta nell'annualità precedente [15]). In questo caso, i valori di output restituiti a seguito del calcolo sono relativi ad una sorta di dimensionamento di design

della rete in quanto potenze termiche richieste dalle utenze (edifici), i delta di temperatura sugli scambiatori e la temperatura di mandata della centrale risultano coincidenti con i valori di progetto derivati dal file *Dati rete Arquata ENEA.xlsx* [31]. Tale valutazione setterà quindi la configurazione iniziale della rete di teleriscaldamento (istante zero, ovvero precedentemente al calcolo dinamico). Infine, il programma *start_all.m* inizializza e popola delle variabili (riga 8 a 60 dello script in **Figura 143**) visibili all'interno del workspace. Tale procedura permette, una volta avviata la simulazione dinamica della rete, l'aggiornamento dei valori calcolati all'istante (*i*) con quelli valutati all'istante successivo (*i+1*) attraverso la funzione embeded *Matlab function block* (*Main_Def2*) introdotta all'interno del codice Simulink che verrà descritta in seguito. Terminata questa fase, lo script avvia in automatico la simulazione dinamica della rete.

```

1  % SCRIPT DI AVVIO
2  % Delta_T_rete=5;
3  %prova_temp_gg = prova_temp_gg + 5;
4  addpath('..\arquata_matlab');
5  parmod;
6  MAIN_PROGRAM_DEF;
7
8  globParam = [12];
9  globParam(1) = NN;
10 globParam(2) = NR;
11 globParam(3) = NS;
12 globParam(4) = NPM;
13 globParam(5) = NPR;
14 globParam(6) = NN-NS;
15 globParam(7) = Tamb;
16 globParam(8) = ZETA;
17 globParam(9) = lambda3;
18 globParam(10) = alfa2;
19 globParam(11) = iterPmax;
20 globParam(12) = iterTmax;
21
22
23 DesignConvert = zeros(NN,1);
24 DesignConvert = cell2mat(Design(NN,10));
25
26 pompeCounter = 0;
27 if NPM == 0
28     pompeCounter = 1;
29 else
30     pompeCounter = NPM;
31 end
32 PompeConvert = zeros(pompeCounter,10);
33 PompeConvert = cell2mat(Pompe(pompeCounter,1:10));
34
35 RamiConvert = zeros(NR,17);
36 RamiConvert = cell2mat(Rami(:,1:17));
37
38
39 SorgentiConvert = zeros(NS,5);
40 SorgentiConvert = cell2mat(Sorgenti(:,1:5));
41
42 FxCheck = @(x) any(isnan(x));
43 testNaN = cellfun(FxCheck,NODI);
44 CheckNodiVector = zeros(NN,1);
45
46 for j=1:NN
47     if (testNaN(j,5) == 1)
48         CheckNodiVector(j) = -9999999;
49     end
50 end
51
52 TrattiviVector = zeros(NR,4);
53 for j=1:NR
54     getTratto = sprintf('Tratto%d',j);
55     tempTratto = eval(getTratto);
56     TrattiviVector(j,1) = tempTratto(1,1);
57     TrattiviVector(j,2) = tempTratto(1,2);
58     TrattiviVector(j,3) = tempTratto(1,3);
59     TrattiviVector(j,4) = tempTratto(1,4);
60 end
61

```

Figura 143 – Script di avvio *start_all.m*

ii) Le modifiche principali eseguite all'interno del codice EnSim, sviluppato in ambiente Simulink sono finalizzate all'aggiornamento del valore di portata in massa circolante nei singoli tratti (o rami) della rete, in virtù della richiesta termica variabile nel tempo di ciascuna utenza (o edificio). Per permettere un aggiornamento dei valori di portata è stato necessario modificare il codice EnSim sostituendo ai segnali di portata in ingresso ai singoli blocchi rappresentati i nodi, i tratti e le utenze della rete, originariamente presenti sotto forma di costanti (valori di portata pari al valore di design), dei segnali variabili nel tempo. In particolare, le principali modifiche effettuate in ambiente Simulink risultano le seguenti:

- inserimento del blocco *Matlab function*, denominato *Main_Def2* (si vedano **Figura 144**, **Figura 145** e **Figura 146**: tale blocco riceve in input, ad ogni istante della simulazione, i valori di potenza termica richiesti da ciascuna utenza (o edificio) presente all'interno della rete di teleriscaldamento restituendo, come output all'interno di un array, i valori di portata aggiornati, calcolati sulla base della risoluzione dell'algoritmo di Todini-Pilati. Ad ogni istante quindi, i valori di potenza termica richiesta da ciascun edificio (valutati come descritto in [31]) vengono sovrascritti all'interno delle

matrici denominate *MANO* e *Nodi* utilizzate per il calcolo dell’algoritmo di Todini-Pilati. Contestualmente viene eseguito un controllo sul valore della potenza termica richiesta: non essendo infatti possibile eseguire il calcolo con valori nulli, è stato impostato un valore di soglia minimo alla richiesta termica (pari a 5 kW, come riportato in **Figura 146**) al fine di permettere la valutazione delle portate richieste dalle singole utenze.

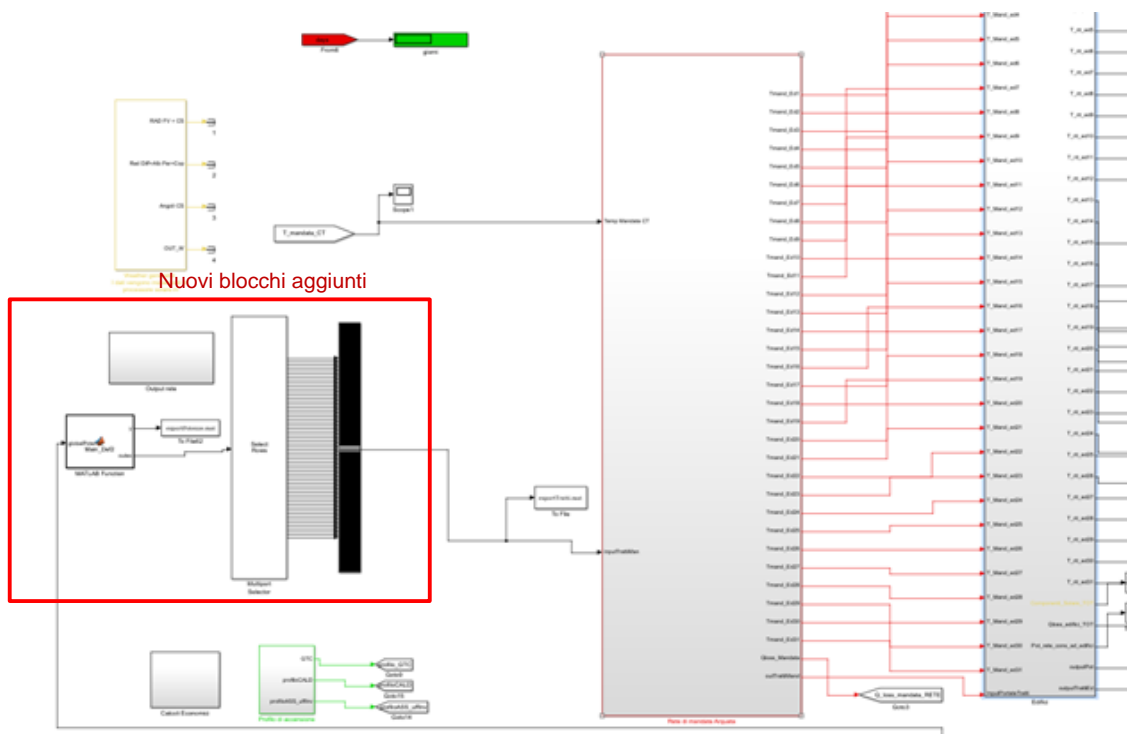


Figura 144 – Screenshot di Simulink relativo all’inserimento del blocco *Matlab function* denominato *Main_Def2*

```

1  % IL CODICE CHIAMATO ITERATIVAMENTE DA SIMULINK DEVE I
2  %FUNCTION PER POTER FUNZIONARE
3  function [y,outex] = Main_Def2(myglobalstep, globParam
4
5  adder = 1;
6
7  duox = myglobalstep; %evalin recupera il valore della
8
9
10 % tempogg = zeros(1,1);
11 % tempogg = get_param('ATI2016_Arquata_ver03','Simula
12
13 duox = duox + adder;
14 myglobalstep = duox;
15
16
17 % if (rem((tempogg/300),1) ~= 0) || (tempogg == 86400
18 %   y = u;
19 %   return;
20 % end
21
22 % if (duox < 10000)
23 %   y = u;
24 %   return;
25 % end
26
27
28
29 %% definizione costanti e lettura input generali
30
31 Pi = 3.1415; % pi greca [-]
32 G = 9.81; % accelerazione g
33 NUL = 3.36; % numero di Nusselt
34 MLIM = 0.01; % Portata limite
35 DIS = 1; % DT limite per
36 H2OL_CL = 4.1868; % calore specifico
37
38
39
40 MLIM = 0.01; % Portata limite
41 DIS = 1; % DT limite per
42 H2OL_CL = 4.1868; % calore specifici
43
44 % lettura dal file di input (va specificato il fogli
45 %path='input_rete_arquata.xlsx';
46
47
48 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - INIZIO
49 %COMMENTO LE LETTURE DA FILE NELLE ITERAZIONI DA SIMU
50 % lettura da foglio input generali del numero di nodi
51 [%num] = xlsread(path,'input generali');
52
53 NN = globParam(1);
54 NR = globParam(2);
55 NS = globParam(3);
56 NFM = globParam(4);
57 NFR = globParam(5);
58 NN2 = globParam(6); % numero nodi non sorgenti
59 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - FINE
60
61
62 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - INIZIO
63 %COMMENTO LE LETTURE DA FILE NELLE ITERAZIONI DA SIMU
64 % lettura da foglio impostazioni di temperatura, prof
65 [%num] = xlsread(path,'impostazioni');
66
67 Tamb = globParam(7);
68 ZETA = globParam(8);
69 lambda3 = globParam(9);
70 alfa2 = globParam(10);
71 iterPmax = globParam(11);
72 iterTmax = globParam(12);
73 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - FINE
    
```

Figura 145 – Porzione dello script sviluppato all’interno del blocco *Matlab function* denominato *Main_Def2*


```

Editor - Block: AT12016_Arquata_ver03/MATLAB Function
start_all.m  MATLAB Function*  MAIN_PROGRAM_DEF.m  +
136 % matrice input nodi inizializzazione e popolamento
137 % MANO = zeros(NN,8);
138 % MANO = cell2mat(NODI(:,1:8)); % prima: MANO = xlsread(path,'nodi','A:H') oppure MANO = cell2mat(Nodi(:,1:8));
139
140
141 MANO = Nodi(:,1:8);
142 MANO(isnan(MANO)) = 0;
143
144
145 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - INIZIO
146 %Inserisco una funzione che verifichi le potenze in ingresso e qualora
147 %una delle potenze sia < di 5 sovrascrivo il valore con 5.
148
149 counterNodi = 1;
150
151 for j=1: NN
152     if (CheckNodiVector(j,1) ~= -9999999)
153         if globalPotenze(counterNodi,1) < 5
154             MANO(j,5) = 5;
155             Nodi(j,5) = 5;
156         else
157             MANO(j,5) = globalPotenze(counterNodi,1);
158             Nodi(j,5) = globalPotenze(counterNodi,1);
159         end
160         counterNodi = counterNodi + 1;
161     end
162 end
163
164
165 %NUOVO BLOCCO SIMULINK - FINE
166
167
168
169
170 % matrice input SORGENTII popolata solo dalla colonna 1, 2, 3, 4 , colonne 5
171 % e 6 risultano conversioni in metri di colonna d'acqua delle pressioni,
172 % e 7 e 8 risultano conversioni di temperatura
    
```

Figura 146 – Porzione dello script sviluppato all’interno del blocco *Matlab function* denominato *Main_Def2* relativo all’aggiornamento dei valori di potenza termica

- inserimento del blocco *multiport selector* e del blocco *bus creator* (Figura 144): tali blocchi permettono di raccogliere le variabili d’interesse in un unico array.
- modifica all’input tratto. Sostituzione dell’array con valori costanti con variabili in grado di aggiornare ad ogni ciclo il valore di portata specifico (Figura 147 e Figura 148).

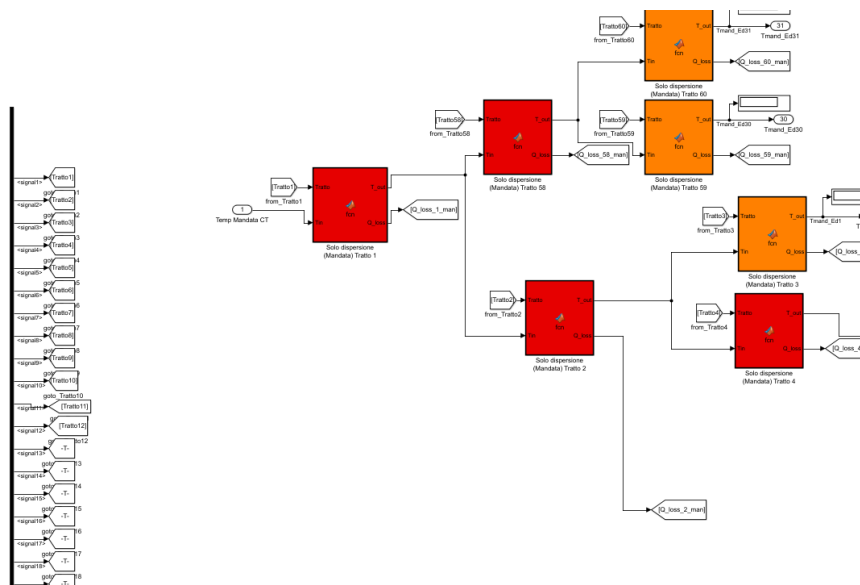


Figura 147 – Screenshot di Simulink relativo alla modifica dell’input tratto

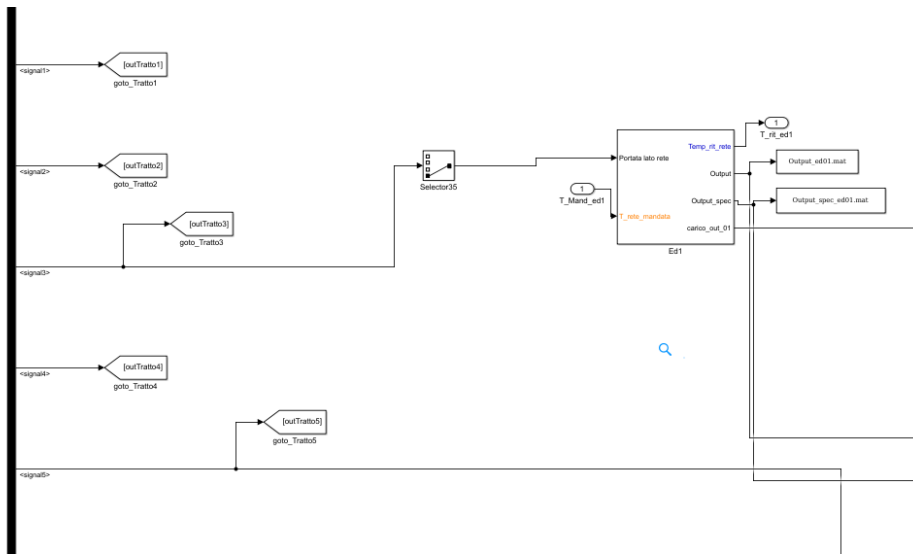


Figura 148 – Screenshot di Simulink relativo alla modifica dell’input al singolo blocco edificio

- collegamento dei segnali di potenza in uscita dai singoli edifici al blocco *Matlab function* (creazione di un anello con interposto un blocco unit- delay: Sample and hold with one sample period delay, Figura 149)

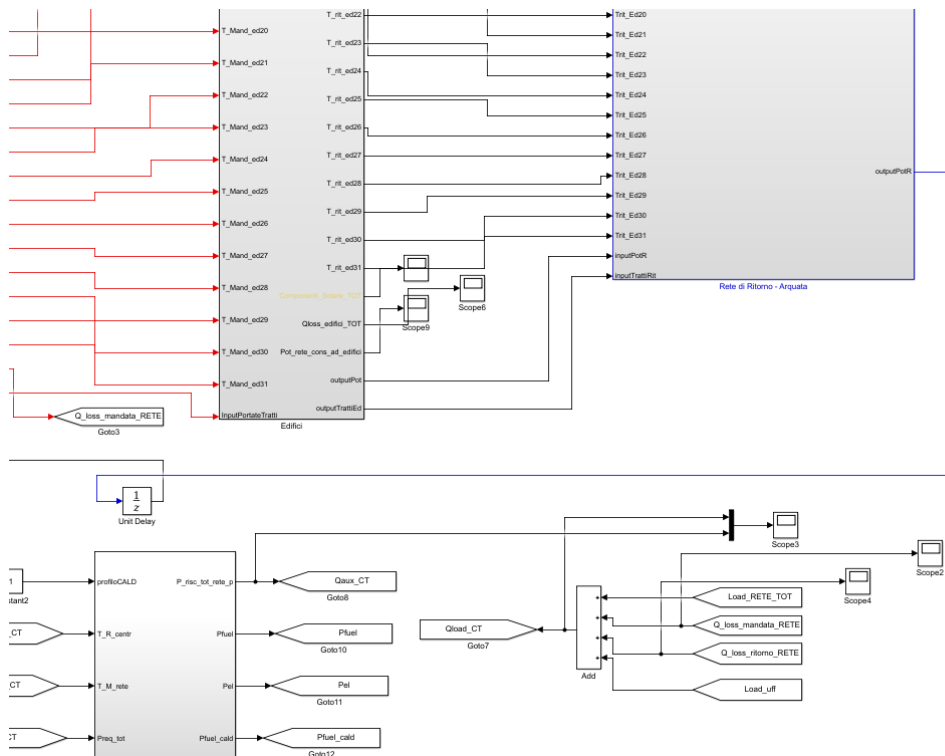


Figura 149 – Screenshot di Simulink relativo al collegamento dei segnali di potenza dei singoli edifici al blocco *Matlab function* con interposto un blocco *unit-delay*

Riassumendo, le modifiche apportate al codice sorgente originario Ensim, sono schematicamente riportate in Figura 150, dove sono stati evidenziati in rosso i blocchi ed i nuovi collegamenti implementati.

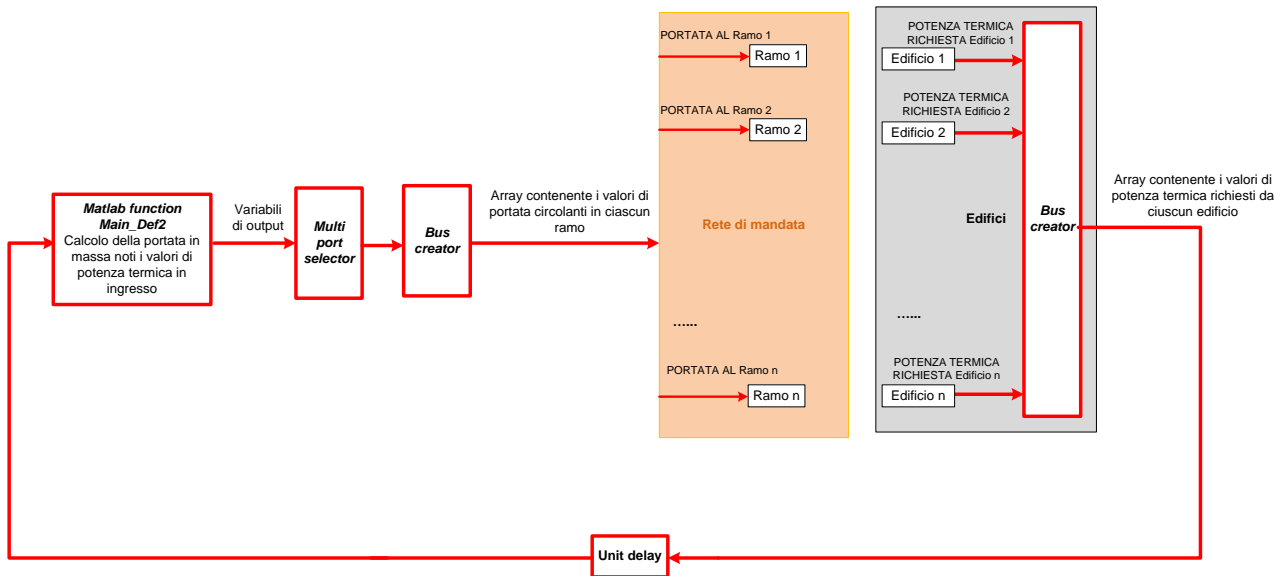


Figura 150 – Schematizzazione dei nuovi blocchi introdotti all’interno del codice sorgente EnSim

9.2 Validazione delle modifiche effettuate: simulazione della rete di teleriscaldamento di Arquata

Con l’obiettivo di validare il software descritto nel precedente paragrafo, si considera una rete di teleriscaldamento esistente. La rete di teleriscaldamento utilizzata come caso studio per validare le modifiche effettuate al codice sorgente Ensim è ubicata in un quartiere a sud di Torino, in **Figura 151** è riportato uno screenshot della rete in oggetto. L’estensione della rete è pari a circa 25’500 mq per una lunghezza complessiva pari a circa 4 chilometri. Una schematizzazione della rete analizzata è presentata in **Figura 152**. Come evidenziato in Figura, sono presenti all’interno della rete 60 nodi, di cui 31 utenze (edifici residenziali), collegati tra loro da 60 rami (tratti). La centrale di produzione, posizionata ad un’estremità del quartiere, è costituita da un motore endotermico cogenerativo, con potenza elettrica e termica rispettivamente pari a 970 e 1160 kW, due caldaie alimentate a gas naturale da 895 e 2600 kW termici ed una caldaia di emergenza con potenzialità pari a 2600 kW. Per ulteriori dettagli sulla rete considerata si rimanda alla precedente relazione [31]. Il comportamento della rete simulata in ambiente MatLab/Simulink™, è stato confrontato quello derivante dall’applicazione del software IHENA 2.0 scritto in ambiente VBA [14, 15] valutando, per assegnata potenza termica richiesta da ciascun nodo della rete, il valore di portata circolante all’interno della rete stessa.



Figura 151 – Vista aerea della rete di teleriscaldamento di Torino (Arquata)

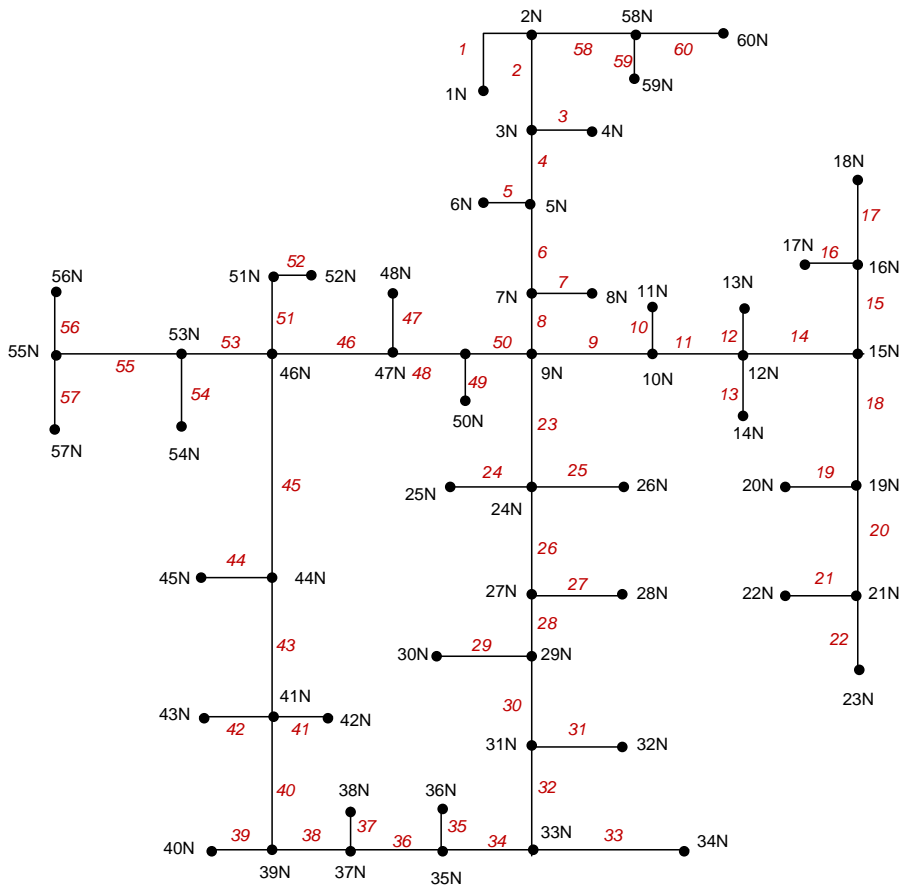


Figura 152 – Schematizzazione della rete di teleriscaldamento di Torino con indicazione dei nodi e dei rami

Step 1: calcolo delle grandezze relative alla rete in condizioni stazionarie di design

Al fine di caratterizzare la rete nella condizione di design, ovvero di valutare tutte le grandezze all'istante iniziale della simulazione dinamica è stata effettuata una prima simulazione della rete mediante il codice di calcolo basato sull'Algoritmo di Todini Pilati considerando, per ciascuna utenza (o edificio), la massima potenza termica richiesta [31]. Nel dettaglio, come input al codice di calcolo sono state fornite le seguenti informazioni: numero dei nodi, numero di rami, coordinate geometriche dei nodi e tipologia (sorgenti, miscelatori ed utenze), potenza termica richiesta dalle utenze e delta di temperatura di design sugli scambiatori primari, caratteristiche geometriche dei rami (tra cui diametro e spessore della condotta, spessore dell'isolante, coefficienti di conduzione, scabrezza, ecc.). La risoluzione dell'algoritmo di Todini – Pilati ha permesso quindi la valutazione, tra le altre grandezza, della portata di design circolante in ciascun ramo della rete.

Step 2: calcolo dinamico delle portate circolanti all'interno della rete

I risultati della validazione effettuata sono riportati in **Figura 153** e in **Figura 154**. Nel dettaglio, in **Figura 153** si riportano i valori di potenza termica richiesta da ciascun nodo presente nella rete di teleriscaldamento in un dato istante della simulazione ($t = 12700$). Come evidenziato in figura, solamente i nodi che rappresentano le utenze termiche (edifici) presentano una richiesta termica diversa da zero. In **Figura 154** vengono confrontati i valori di portata circolanti in ciascun ramo della rete ottenuti nei due casi: Caso 1 attraverso il codice di calcolo IHENA 2.0; Caso 2 attraverso l'implementazione delle modifiche sopra descritte all'interno del codice sorgente EnSim. Dal confronto tra i due software si osserva una piena corrispondenza dei valori di portata calcolati.

A titolo di esempio si riporta in **Figura 155** ed in **Figura 156**, l'andamento temporale della potenza termica e della portata circolante rispettivamente al NODO 4 ed al RAMO 3 della rete (con riferimento alla schematizzazione riportata in **Figura 152**). Mentre, in **Figura 157** è presentato l'andamento temporale della portata in uscita dalla centrale, ovvero circolante nel RAMO 1 della rete di teleriscaldamento.

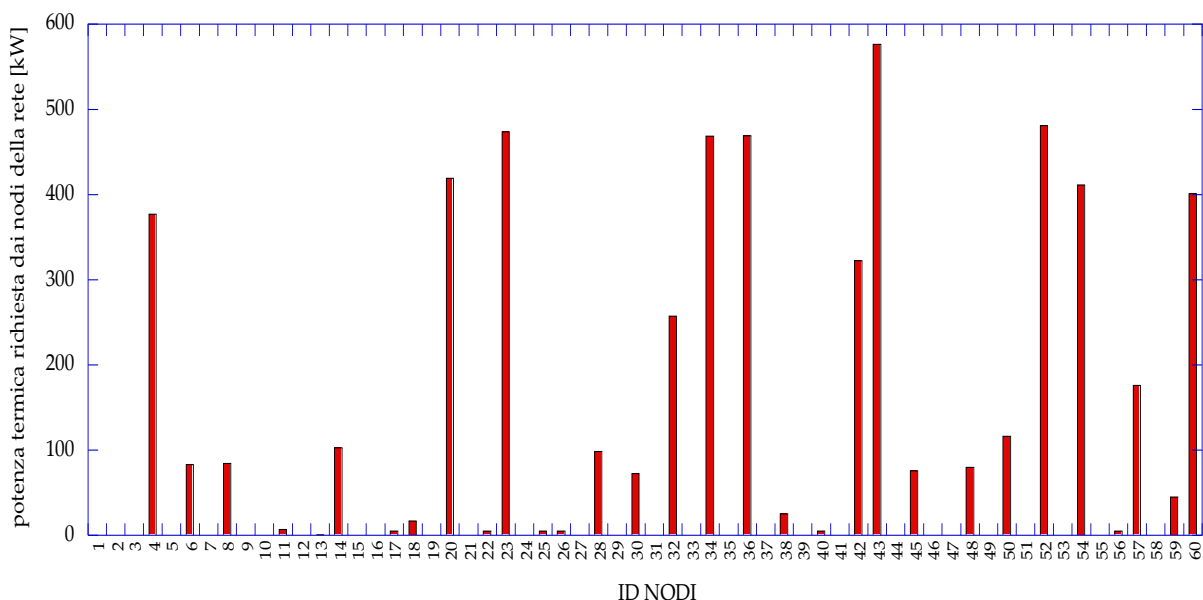


Figura 153 – valori di potenza termica richiesta da ciascun nodo presente all'interno della rete in un dato istante della simulazione ($t = 12700$)

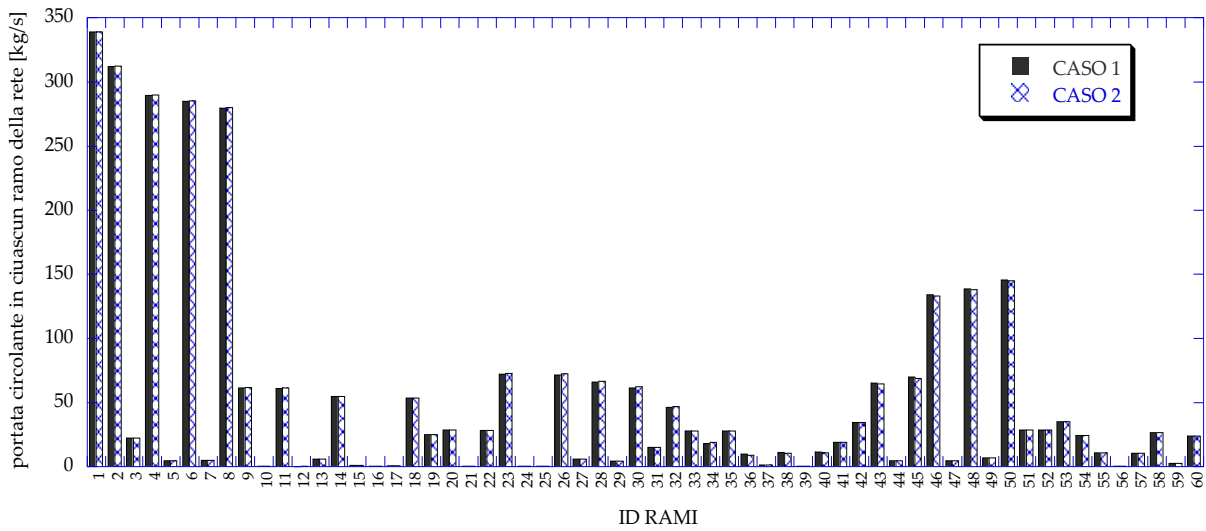


Figura 154 – valori di portata in massa circolante in ciascun ramo presente all’interno della rete in un dato istante della simulazione (t = 12700)

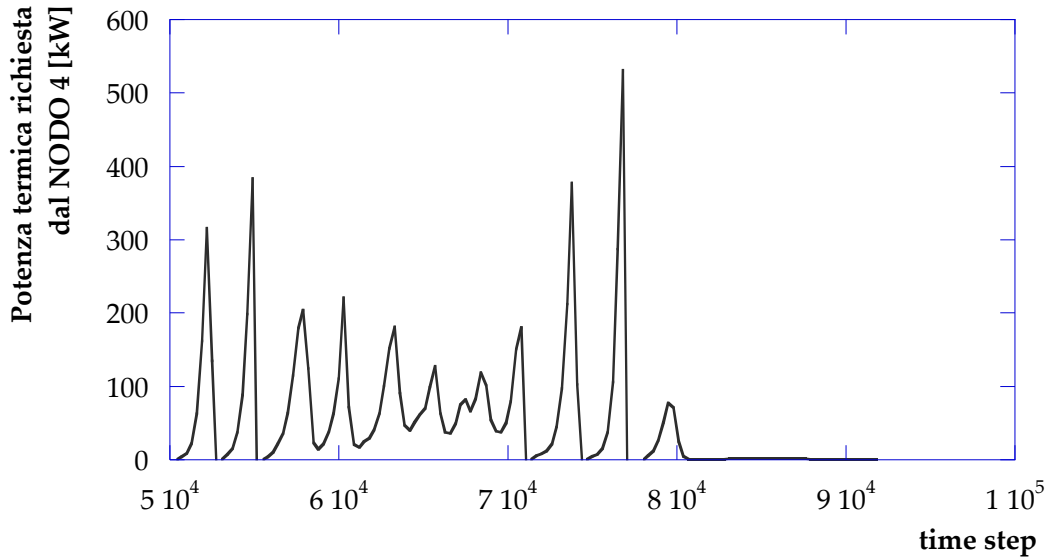


Figura 155 – Andamento temporale della potenza termica richiesta al NODO 4

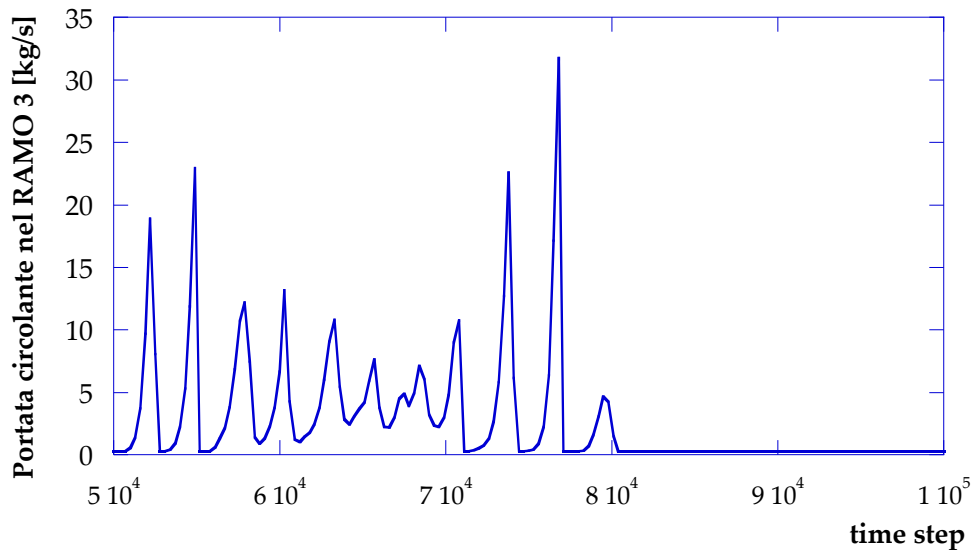


Figura 156 – Andamento temporale della portata in massa circolante nel RAMO 3

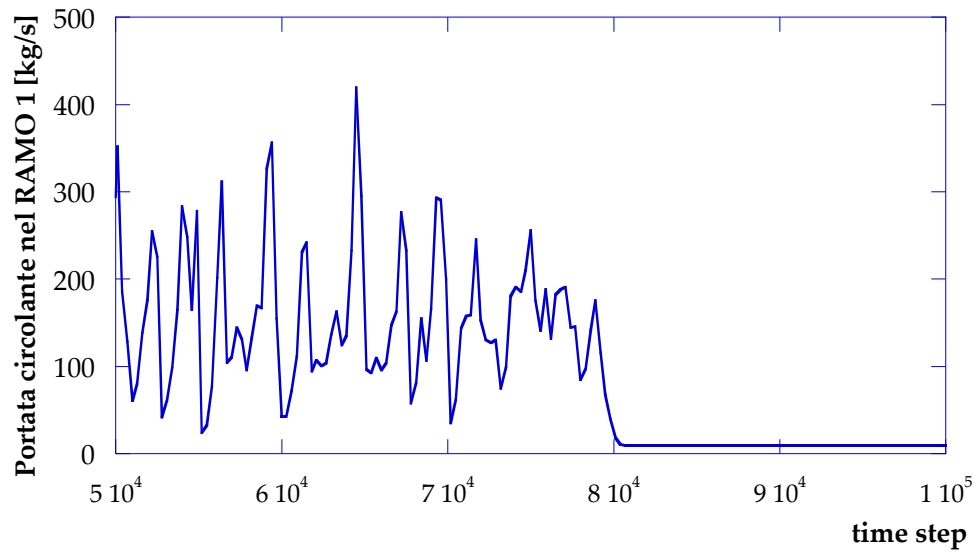


Figura 157 – Andamento temporale della portata in massa circolante nel RAMO 1

10 Conclusioni

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna, finalizzata all'Analisi di strategie di gestione di reti complesse di distribuzione di energia elettrica e termica. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2017 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna si riferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2016, per quanto attiene all'Area "Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici"; nello specifico, si riferisce al progetto "D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro".

Proseguendo lo studio delle precedenti annualità, i temi sviluppati nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento DIN dell'Università di Bologna riguardano la possibilità di integrare le reti di teleriscaldamento esistenti all'interno di reti complesse di distribuzione dell'energia elettrica e termica.

Più in dettaglio, lo studio svolto è suddiviso in due parti, così come di seguito illustrato.

PARTE A – studio ed ottimizzazione dei flussi di una rete di distribuzione e vendita di energia elettrica e termica in ambito civile/residenziale. In questa fase, anche sulla base delle attività svolte nella precedente annualità, si è studiata la possibilità di integrare una rete di teleriscaldamento di piccole/medie dimensioni in una smart grid finalizzata alla distribuzione agli utenti di energia non solo termica, ma anche elettrica e frigorifera.

Più in dettaglio si è scelto – in accordo con l'ENEA – di simulare il funzionamento di una rete di piccole dimensioni, situata nella città di Bologna, a poco più di 6 chilometri dal centro della città. La rete è caratterizzata da 17 utenze di cui 13 di carattere residenziale (per un totale di 960 unità abitative) e 4 di tipo terziario (due scuole, un supermercato ed un day-hospital). La rete in oggetto è alimentata da una centrale, costituita da 4 caldaie, un motore a combustione interna in assetto cogenerativo ed il gruppo di pompaggio. La potenza termica totale a disposizione della centrale risulta pari a 13'100 kW suddivisa tra le quattro caldaie a giri di fumo (da 2'900 kW termici l'una) ed il cogeneratore che è in grado di fornire circa 1'500 kW termici. La centrale produce acqua calda a temperature comprese tra gli 80°C ed i 90°C fornendo un salto di pressione tra i 4 ed i 10 bar. Sulla base delle informazioni disponibili sono stati ricostruiti gli andamenti dei carichi (in forma di potenza media oraria richiesta dal complesso delle utenze alla centrale) termici (già disponibili dalle precedenti annualità), elettrici e frigoriferi.

A partire dalla rete in esame sono state elaborate ed analizzate le seguenti configurazioni:

- Caso Base: in questo primo scenario è stato riprodotto il funzionamento attuale del caso studio esaminato. Pertanto, presso la centrale si considera l'installazione di un motore cogenerativo e di quattro caldaie, impiegati per il soddisfacimento del fabbisogno termico delle utenze e – qualora il cogeneratore sia in funzione – coprire il fabbisogno elettrico della stazione di pompaggio. I fabbisogni di energia frigorifera ed elettrica delle utenze non sono di competenza della centrale in esame.
- Caso A: la prima modifica analizzata rispetto alla configurazione e al funzionamento della centrale prevede che la centrale debba soddisfare anche la domanda di energia elettrica delle utenze e fornire il servizio relativo alla domanda frigorifera delle stesse tramite gruppi frigoriferi a compressione e/o ad assorbimento. Per tutti i casi successivi la centrale dovrà garantire il soddisfacimento di tali fabbisogni.
- Caso B1: rispetto al caso precedente (Caso A), si considera l'aggiunta di un secondo motore cogenerativo di potenza nominale pari a quella del motore attualmente presente in centrale e di una pompa di calore.
- Caso B2: rispetto al Caso A si considera l'aggiunta di un secondo motore cogenerativo di taglia inferiore a quello presente (opportunamente dimensionato) e di una pompa di calore.

- **Caso B3**: questa configurazione è analoga a quella presentata nel Caso B1 con l'aggiunta di un serbatoio di accumulo termico.
- **Caso C1**: la modifica alla centrale considerata nel presente caso prevede l'aggiunta, rispetto al Caso A, di pannelli solari fotovoltaici (per una superficie utile pari a 300 m²) e di una pompa di calore.
- **Caso C2**: la configurazione della centrale resta invariata rispetto al Caso C1 in termini di tipologia di sistemi di generazione considerati, ma varia la superficie utile (e quindi la taglia) del fotovoltaico installato. In dettaglio, viene effettuata un'analisi al variare della superficie utile installata volta alla massimizzazione della produzione da rinnovabile.
- **Caso C3**: rispetto al Caso A si considera l'aggiunta di pannelli solari termici (per una superficie utile pari a 300 m²), di un serbatoio di accumulo termico e di una pompa di calore.
- **Caso C4**: in analogia con quanto detto per il Caso C2, questa configurazione analizza il funzionamento della centrale al variare della superficie utile di solare termico installata, pur mantenendo gli stessi sistemi energetici del Caso C3.

La logica generale applicata per l'elaborazione delle opzioni d'impianto sopra elencate è stata quella di non sostituire i sistemi di produzione dell'energia già presenti, ma di integrarli con altri generatori (pompe di calore, sistemi fotovoltaici e/o solari termici, ulteriori cogeneratori, dispositivi di accumulo termico e macchine frigorifere a compressione e ad assorbimento).

I risultati emersi dall'analisi indicano che annualmente, rispetto allo stato attuale (Caso Base), tutte le configurazioni analizzate permettono di:

ridurre mediamente l'acquisto di energia elettrica (**Figura 131**) dalla rete di distribuzione nazionale di circa il 56% (compreso tra un minimo del 54.6% per il caso C3 ed un massimo pari al 58.4% per il caso B1);

- 1) annullare completamente l'immissione in rete di energia elettrica, pari nel Caso Base a circa 2.8 GWh;
- 2) risparmiare energia primaria di tipo fossile a parità di energia elettrica, termica e frigorifera richiesta dalle utenze. Tale risultato (**Figura 133**) è valutato considerando sia i consumi diretti in centrale che quelli indiretti dovuti alla produzione dell'energia elettrica acquistata dalla rete. Più in dettaglio, si osserva che le configurazioni studiate comportano – in alcuni casi – un aumento del consumo di gas naturale della centrale, dovuto all'incremento delle ore equivalenti di funzionamento dei motori primi cogenerativi. Tuttavia, la riduzione dell'energia elettrica che è necessario acquistare dalla rete consente una riduzione globale del consumo di combustibile;
- 3) ridurre le emissioni di CO₂ (**Figura 134**) da un minimo pari a poco più di 1700 tonnellate (Caso A) ad un massimo di circa 4500 tonnellate (Caso B1).

A completamento dei risultati energetici annui, si osserva inoltre che, i valori del *Primary Energy Saving* ed del *rendimento utile* consentono di rientrare nella definizione di cogenerazione ad alto rendimento.

In aggiunta, i risultati dell'analisi economica svolta (**Figura 140**), indicano la possibilità di conseguire una riduzione dei costi del servizio energia anche in assenza degli incentivi previsti dalla attuale normativa.

La riduzione di tali costi potrebbe permettere – pertanto – un risparmio anche per gli utenti finali grazie ad una riduzione delle tariffe per la fornitura di energia elettrica, termica e frigorifera.

Le simulazioni svolte sono state completate con alcuni approfondimenti normativi per quanto riguarda (i) il riconoscimento di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (e quindi l'applicazione dell'accisa industriale sul gas naturale) e (ii) la possibilità di riconoscere il complesso dei sistemi analizzati come impianti di tipo SEU o SESEU.

Relativamente al primo punto, per quanto noto agli Autori, le norme attuali presentano alcune lacune per circa la metodologia di calcolo degli indici utili per il riconoscimento di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento. A tal proposito, è stata elaborata una metodologia generale per fissare in maniera univoca i confini d'impianto e quindi consentire il calcolo degli indici suddetti. La metodologia proposta si basa sulla identificazione del confine di centrale utile al calcolo degli indici di merito come l'insieme di tutti i sistemi di tipo *topper* (ovvero i sistemi energetici per la produzione di energia elettrica e/o termica a partire dalla conversione diretta di una fonte energetica fossile e/o rinnovabile).

Per quanto riguarda invece il secondo punto, l'analisi della normativa attualmente vigente ha evidenziato che realtà simili a quella analizzata (a prescindere dal caso specifico della rete di Corticella) – ovvero reti complesse di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera gestite da un consorzio/cooperativa e al servizio di utenze civili/residenziali e/o nel caso di un'utenza composta da più soggetti – non possono rientrare nella qualifica di SEU/SEESEU. Tuttavia, come dimostrato dal presente studio, tali realtà consentono di ottenere molteplici benefici all'interno del panorama energetico nazionale e per tale motivo si ritiene che potrebbero essere premiate alla stregua delle realtà già previste dalla normativa SEU/SEESEU. Ulteriori riconoscimenti previsti dalle vigenti normative possono essere applicati solo in presenza di collegamenti elettrici privati.

PARTE B – integrazione degli algoritmi di calcolo idraulico all'interno del software ENSim di ENEA per la simulazione dinamica di una rete di teleriscaldamento. Tale fase è dedicata all'integrazione dell'algoritmo di Todini-Pilati (già convertito in linguaggio MatLab, durante la precedente annualità) all'interno del codice ENSim precedentemente sviluppato da ENEA in ambiente Simulink.

Tale integrazione (**Figura 142**) è finalizzata a rendere più accurato lo studio del comportamento dinamico di una rete di teleriscaldamento. Nel dettaglio, obiettivo principale delle modifiche apportate al codice sorgente ENSim è stato quello di includere il calcolo e, di conseguenza, l'aggiornamento dei valori di portata circolante nei singoli tratti della rete, valutati sulla base della risoluzione dell'algoritmo di Todini-Pilati, a seguito di una variazione di potenza termica richiesta dalle singole utenze

Le modifiche principali effettuate al codice sorgente ENSim possono essere riassunte in:

- scrittura di un nuovo script di avvio (sviluppato in ambiente MatLab) in grado di inizializzare tutte le variabili ed i parametri operativi necessari alla valutazione iniziale (istante zero) della rete.
- modifica del codice sorgente ENSim al fine di integrarlo con l'algoritmo di Todini-Pilati consentendo quindi la valutazione dinamica della rete negli istanti successivi.

Nel dettaglio, lo script di avvio sviluppato (denominato `start_all.m`) ha permesso la definizione, l'inizializzazione ed il calcolo di tutte le variabili ed i parametri iniziali necessari alla configurazione della rete. I valori di output restituiti a seguito del calcolo permettono pertanto la definizione della configurazione iniziale della rete di teleriscaldamento (istante zero, ovvero precedentemente al calcolo dinamico). Terminata questa fase, lo script avvia in automatico la simulazione dinamica della rete.

Per quanto riguarda invece le modifiche principali effettuate all'interno del codice ENSim, finalizzate all'aggiornamento del valore di portata in massa circolante nei singoli rami della rete, diversi sono stati i blocchi aggiunti (**Figura 150**). L'aggiunta di tali blocchi (*MatLab function, multiport selector, bus creator, unit delay etc.*) ha consentito di calcolare ed aggiornare, in ogni istante della simulazione, la portata in massa circolante in ciascun ramo della rete a seguito di una variazione di potenza termica richiesta da ciascuna utenza.

La validazione delle modifiche effettuate sul codice sorgente originario è stata effettuata prendendo in considerazione una rete di teleriscaldamento esistente, ubicata in un quartiere a sud di Torino (denominata Arquata). L'estensione della rete è pari a circa 25'500 mq per una lunghezza complessiva pari a circa 4 chilometri, costituita da 60 nodi, di cui 31 utenze (edifici residenziali), collegati tra loro da 60 rami. A titolo di esempio si riportano in **Figura 155** e in **Figura 156** l'andamento temporale della potenza termica e della portata circolante rispettivamente al *nodo 4* ed al *ramo 3* della rete di teleriscaldamento. Come evidenziato nelle figure, a seguito di una richiesta variabile della potenza termica richiesta dall'utenza (*nodo 4*), si ottiene, per effetto delle modifiche implementate, una portata in massa circolante nel ramo che alimenta l'utenza (*ramo 3*) variabile.

11 Riferimenti Bibliografici

- [1] G. Allan, I. Eromenko, M. Gilmartin, I. Kockar, P. McGregor, “The economics of distributed energy generation: A literature review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015) 543-556.
- [2] R.J. Flores, B.P. Shaffer, J. Brouwer, “Dynamic distributed generation dispatch strategy for lowering the cost of building energy” *Applied Energy*, 123 (2014) 196-208.
- [3] A. Picciariello, J. Reneses, P. Frias, L. Söder, “Distributed generation and distribution pricing: Why do we need newtariff design methodologies?”, *Electric Power Systems Research*, 119 (2015) 370-376.
- [4] W.S. Tan, M.Y. Hassan, M.S. Majid, H.A. Rahman, “Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18 (2013) 626-645.
- [5] A. Ul Haque, P. Mandal, J. Meng, R.L. Pineda, “Performance Evaluation of Different Optimization Algorithms for Power Demand Forecasting Applications in a Smart Grid Environment”, *Procedia Computer Science*, 12 (2012) 320-325.
- [6] C. D’Ambrosio, A. Lodi, S. Martello. Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models. *Operations Research Letters*, 38 (2010) 39-46.
- [7] M. Zaki El-Sharafy, Hany E.Z. Farag, “Back-feed power restoration using distributed constraint optimization in smart distribution grids clustered into microgrids”, *Applied Energy* 206 (2017) 1102–1117
- [8] Moein Manbachi, Hassan Farhangi, Ali Palizban, Siamak Arzanpour, “Smart grid adaptive energy conservation and optimization engine utilizing Particle Swarm Optimization and Fuzzification”, *Applied Energy* 174 (2016) 69–79
- [9] Vitor N. Coelho, Miri Weiss Cohen, Igor M. Coelho, Nian Liu, Frederico Gadelha Guimarães, “Multi-agent systems applied for energy systems integration: State-of-the-art applications and trends in microgrids”, *Applied Energy* 187 (2017) 820–832
- [10] B. Yildiz, J.I. Bilbao, J. Dore , A.B. Sproula, “Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data”, *Applied Energy* - <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.014>
- [11] Xue Xue, Shengwei Wang, Yongjun Sun, Fu Xiao, “An interactive building power demand management strategy for facilitating smart grid optimization”, *Applied Energy*, Volume 116, 1 March 2014, Pages 297–310
- [12] K.S. Reddya, Madhusudan Kumara, T.K. Mallickb, H. Sharona, S. Lokeswarana, “A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 38, October 2014, Pages 180–192
- [13] Reza Arghandeh, Jeremy Woyak, Ahmet Onen, Jaesung Jung, Robert P. Broadwater, “Economic optimal operation of Community Energy Storage systems in competitive energy marketsOriginal Research Article”, *Applied Energy*, Volume 135, 15 December 2014, Pages 71-80
- [14] Ancona M. A., Melino F., “Analisi di soluzioni progettuali per la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo”, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2014, Area: Razionalizzazione e risparmio nell’uso dell’energia, Progetto: C.1. Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi, Report RdS/PAR2014/019
- [15] Ancona M. A., Branchini L., Melino F., “Analisi di strategie per la gestione ottimizzata di reti complesse di distribuzione dell’energia termica”, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2015, Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici, Progetto: D.1. Tecnologie per costruire gli edifici del futuro, Report RdS/PAR2015/XXX
- [16] Macchi E., Campanari S., Silva P., “La microcogenerazione e gas naturale”, 2005, Polipress, Milano
- [17] Commission of the European Communities. DEMAND-SIDE MANAGEMENT –end-use metering Campaign in 400 households of the European Community Assessment of the Potential Electricity Savings – Project EURECO; January 2002

- [18] Ancona M. A., Melino F., “Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l’implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita”, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2013, Area: Razionalizzazione e risparmio nell’uso dell’energia, Progetto: C.1. Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi, Report Rds/PAR2013/053
- [19] F. Bianchi, M. Altomonte, M. E. Cannata, G. Fasano, “Definizione degli indici e livelli di fabbisogno dei vari centri di consumo energetico degli edifici adibiti a scuole - consumi energetici delle scuole primarie e secondarie”, Report RSE/2009/119
- [20] Ancona M. A., Bianchi M., Biserni C., Melino F., Salvigni S., Valdiserri P., “Optimum Sizing of Cogeneration for a Hospital Facility: Multi-Objective Analysis Applied to a Case Study” – Proceedings of 16th International Conference on Sustainable Energy Technologies, – SET 2017 – July 17-20, Bologna, Italy
- [21] UNI/TS 11300, Prestazione energetica degli edifici - Calcolo del fabbisogno di energia per il riscaldamento e il raffrescamento
- [22] UNI EN ISO 7730, Ergonomia degli ambienti termici – Determinazione analitica e interpretazione del benessere termico mediante il calcolo degli indici PMV e PPD e dei criteri di benessere termico locale.
- [23] Francesco Valentino Caredda. Diagnosi Energetica dell'Azienda Ospedaliera “G.Brotzu”, Tesi di Dottorato di Ricerca, Università degli Studi di Cagliari, Anno Accademico 2011/2012.
- [24] A. Arteconi, C. Brandoni, F. Polonara, “Distributed generation and trigeneration: Energy saving opportunities in italian supermarket sector, Applied Thermal Engineering
- [25] Ancona M. A., Bianchi M., Branchini L., De Pascale A., Melino F., Orlandini V., Peretto A., “Generation Side Management in Smart Grid”, Proceedings of ASME-ATI-UIT 2015 Conference on Thermal Energy Systems: Production, Storage, Utilization and the Environment, 17 – 20 May, 2015, Napoli, Italy – ISBN 978-88-98273-17-1
- [26] <http://data.enel.com/node/4748?language=it>
- [27] Legge 9 gennaio 1991, n. 10, “Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”. Pubblicato sulla G.U. n. 13 del 16-01-1991
- [28] Circolare Ministero delle Finanze n. 189 del 17.07.1998 relativa agli impianti di Cogenerazione e testo unico sulle Accise
- [29] Comitato Termotecnico Italiano-CT I- progetto E0204C580 "Unità di cogenerazione e indici caratteristici", in sostituzione della norma UNI 8887 del 1987
- [30] 578/2013/R/eel e s.m.i.
- [31] F. Zanghirella, J. Canonaco, G. Puglisi, B. Di Pietra, “Analisi energetica di un'ipotesi di trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo”, Report Rds/PAR2014/015

12 Abbreviazioni ed acronimi

AB	Caldaia Ausiliaria
CAR	Cogenerazione ad Alto Rendimento
COP	Coefficient Of Performance
EER	Energy Efficiency Ratio
EGO	Energy Grid Optimizer
IHENA	Intelligent Heat Energy Network Analysis
MCI	Motore a Combustione Interna
MTG	Micro Turbine a Gas
PdC	Pompa di Calore
PES	Primary Energy Saving
PV	Fotovoltaico
SEU	Sistemi Efficienti di Utenza
SESEU S	Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza

13 Indice delle figure

Figura 1 – Porzione del comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento [14, 15] ..	7
Figura 2 – Panoramica degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento [14, 15]	8
Figura 3 – Schema semplificato della rete di teleriscaldamento di Corticella [14, 15]	8
Figura 4 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo condominiale	10
Figura 5 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo condominiale	10
Figura 6 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo scolastico.....	10
Figura 7 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo scolastico nel giorno tipo (a) invernale e di mezza stagione e (b) estivo	11
Figura 8 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo ospedaliero	11
Figura 9 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per la produzione di acqua calda sanitaria per un’utenza di tipo ospedaliero	12
Figura 10 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno di riscaldamento invernale per un’utenza di tipo supermercato.....	12
Figura 11 – Andamento della potenza necessaria alle utenze nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo.....	14
Figura 12 – Andamento della potenza termica fornita dalle sottostazioni di scambio nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo	15
Figura 13 – Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0	17
Figura 14 – Andamento della potenza termica prodotta in centrale nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo.....	19
Figura 15 – Andamento dell’efficienza di distribuzione nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo	20
Figura 16 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di una singola abitazione nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo	22
Figura 17 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico delle aree comuni di un condominio nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo	23
Figura 18 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo scolastico nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo	25
Figura 19 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo ospedaliero	26
Figura 20 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno elettrico di un utenza di tipo supermercato.....	27
Figura 21 – Andamento della potenza elettrica richiesta dalle utenze nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo.....	28
Figura 22 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di una singola abitazione.....	29
Figura 23 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di un utenza di tipo ospedaliero	31
Figura 24 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta, per il fabbisogno frigorifero di un utenza di tipo supermercato.....	31
Figura 25 – Andamento della potenza frigorifera richiesta dalle utenze.....	32
Figura 26 – Schema della smart grid ottimizzata dal software EGO 2.0	33

Figura 27 – Diagramma di flusso del software EGO 2.0 [10]	34
Figura 28 – Schema del Caso Base.....	37
Figura 29 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale)	38
Figura 30 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo invernale)	38
Figura 31 – Caso Base: Produzione MCI (giorno tipo invernale)	38
Figura 32 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione).....	39
Figura 33 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo di mezza stagione).....	39
Figura 34 – Caso Base: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo).....	40
Figura 35 – Caso Base: Potenza elettrica per il pompaggio (giorno tipo estivo).....	40
Figura 36 – Schema del Caso A.....	41
Figura 37 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	41
Figura 38 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	42
Figura 39 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo invernale)	42
Figura 40 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione).....	43
Figura 41 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)	43
Figura 42 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo mezza stagione).....	43
Figura 43 – Caso A: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	44
Figura 44 – Caso A: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	44
Figura 45 – Caso A: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	45
Figura 46 – Caso A: Produzione MCI (giorno tipo estivo).....	45
Figura 47 – Schema del Caso B1	46
Figura 48 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	46
Figura 49 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	47
Figura 50 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	47
Figura 51 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	48
Figura 52 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)	48
Figura 53 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	48
Figura 54 – Caso B1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	49
Figura 55 – Caso B1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	49
Figura 56 – Caso B1: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	50
Figura 57 – Caso B1: Produzione MCI (giorno tipo estivo).....	50
Figura 58 – Schema del Caso B2	51
Figura 59 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	51
Figura 60 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	52
Figura 61 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	52
Figura 62 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	53
Figura 63 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)	53
Figura 64 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	53
Figura 65 – Caso B2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	54
Figura 66 – Caso B2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	54
Figura 67 – Caso B2: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	54
Figura 68 – Caso B2: Produzione MCI (giorno tipo estivo).....	55
Figura 69 – Schema del Caso B3	55
Figura 70 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	56
Figura 71 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	56
Figura 72 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	57
Figura 73 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	57
Figura 74 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)	58
Figura 75 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	58
Figura 76 – Caso B3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estiva)	59
Figura 77 – Caso B3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estiva)	59

Figura 78 – Caso B3: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	59
Figura 79 – Caso B3: Produzione MCI (giorno tipo estiva)	60
Figura 80 – Schema del Caso C1	60
Figura 81 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	61
Figura 82 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	61
Figura 83 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	62
Figura 84 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo invernale).....	62
Figura 85 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	63
Figura 86 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione)	63
Figura 87 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione)	63
Figura 88 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo di mezza stagione)	64
Figura 89 – Caso C1: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	64
Figura 90 – Caso C1: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	65
Figura 91 – Caso C1: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	65
Figura 92 – Caso C1: Produzione MCI (giorno tipo estivo)	65
Figura 93 – Caso C1: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo estivo)	66
Figura 94 – Andamento dell’energia elettrica che deve essere acquistata in un anno di funzionamento della centrale al variare della superficie utile PV installata.	67
Figura 95 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	67
Figura 96 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	68
Figura 97 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	68
Figura 98 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo invernale).....	68
Figura 99 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	69
Figura 100 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione) ..	69
Figura 101 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	70
Figura 102 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo di mezza stagione)	70
Figura 103 – Caso C2: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	71
Figura 104 – Caso C2: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	71
Figura 105 – Caso C2: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	72
Figura 106 – Caso C2: Produzione MCI (giorno tipo estivo).....	72
Figura 107 – Caso C2: Produzione da fotovoltaico (giorno tipo estivo)	72
Figura 108 – Schema del Caso C3	73
Figura 109 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	74
Figura 110 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	74
Figura 111 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	74
Figura 112 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	75
Figura 113 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione) ..	75
Figura 114 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	76
Figura 115 – Caso C3: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	76
Figura 116 – Caso C3: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	77
Figura 117 – Caso C3: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	77
Figura 118 – Caso C3: Produzione MCI (giorno tipo estivo).....	77
Figura 119 – Andamento del volume di accumulo termico ottimale in funzione della superficie utile di solare termico installata.....	78
Figura 120 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo invernale).....	79
Figura 121 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo invernale).....	79
Figura 122 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo invernale).....	79
Figura 123 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo di mezza stagione)	80
Figura 124 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo di mezza stagione) ..	80
Figura 125 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo di mezza stagione).....	81
Figura 126 – Caso C4: Potenza termica prodotta in centrale (giorno tipo estivo)	81

Figura 127 – Caso C4: Potenza elettrica per il pompaggio e per le utenze (giorno tipo estivo)	82
Figura 128 – Caso C4: Potenza frigorifera prodotta (giorno tipo estivo)	82
Figura 129 – Caso C4: Produzione MCI (giorno tipo estivo)	82
Figura 130 – Consumo annuale di combustibile	83
Figura 131 – Energia elettrica acquistata dalla rete annualmente	84
Figura 132 – Energia elettrica immessa in rete annualmente.....	84
Figura 133 – Consumo annuale di combustibile complessivo per la produzione elettrica, termica e frigorifera	85
Figura 134 – Mancate emissioni di CO ₂ rispetto al Caso Base	85
Figura 135 – Primary Energy Saving	86
Figura 136 – Rendimento utile	86
Figura 137 – Schema generale relativo ai flussi energetici in uscita dalla centrale di produzione	88
Figura 138 – Rapporto tra potenze elettrica e termica installate	90
Figura 139 – Rapporto tra energia elettrica totale prodotta ed energia termica totale ceduta all’utenza	91
Figura 140 – Costo annuo servizio energia: senza considerare gli incentivi (in blu) e considerando gli incentivi (in rosso)	92
Figura 141 – Risparmio percentuale conseguibile rispetto al Caso Base	93
Figura 142 – Schematizzazione dell’integrazione tra i due software implementata	94
Figura 143 – Script di avvio <i>start_all.m</i>	95
Figura 144 – Screenshot di Simulink relativo all’inserimento del blocco <i>Matlab function</i> denominato <i>Main_Def2</i>	96
Figura 145 – Porzione dello script sviluppato all’interno del blocco <i>Matlab function</i> denominato <i>Main_Def2</i>	96
Figura 146 – Porzione dello script sviluppato all’interno del blocco <i>Matlab function</i> denominato <i>Main_Def2</i> relativo all’aggiornamento dei valori di potenza termica	97
Figura 147 – Screenshot di Simulink relativo alla modifica dell’input tratto	97
Figura 148 – Screenshot di Simulink relativo alla modifica dell’input al singolo blocco edificio	98
Figura 149 – Screenshot di Simulink relativo al collegamento dei segnali di potenza dei singoli edifici al blocco <i>Matlab function</i> con interposto un blocco <i>unit-delay</i>	98
Figura 150 – Schematizzazione dei nuovi blocchi introdotti all’interno del codice sorgente EnSim	99
Figura 151 – Vista aerea della rete di teleriscaldamento di Torino (Arquata)	100
Figura 152 – Schematizzazione della rete di teleriscaldamento di Torino con indicazione dei nodi e dei rami	100
Figura 153 – valori di potenza termica richiesta da ciascun nodo presente all’interno della rete in un dato istante della simulazione (t = 12700)	101
Figura 154 – valori di portata in massa circolante in ciascun ramo presente all’interno della rete in un dato istante della simulazione (t = 12700)	102
Figura 155 – Andamento temporale della potenza termica richiesta al NODO 4.....	102
Figura 156 – Andamento temporale della portata in massa circolante nel RAMO 3.....	102
Figura 157 – Andamento temporale della portata in massa circolante nel RAMO 1.....	103

14 Indice delle tabelle

Tabella 1 – Elenco delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella [14, 15]	8
Tabella 2 – Potenza termica di picco richiesta dalle utenze per riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria [14, 15].....	9
Tabella 3 – Giorni tipo	13
Tabella 4 – Corrispondenza della numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) ed il software IHENA (IDN)	16
Tabella 5 – Input e condizioni al contorno delle simulazioni svolte con il software IHENA 2.0.....	18
Tabella 6 – Potenza elettrica di picco richiesta dalle utenze residenziali	24
Tabella 7 – Potenza elettrica di picco richiesta dalle utenze scolastiche	24
Tabella 8 – Potenza frigorifera di picco richiesta dalle utenze residenziali.....	30
Tabella 9 – Sistemi di generazione installati.....	36
Tabella 10 – Caratteristiche di design del secondo motore	51
Tabella 11 – Caratteristiche serbatoio di accumulo termico	56
Tabella 12 – Accise civili ed industriali per il gas naturale.....	90
Tabella 13 – Parametri dell’analisi economica [15].....	91

15 Appendice A – Fabbisogni di potenza termica per riscaldamento ed acqua calda sanitaria delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento

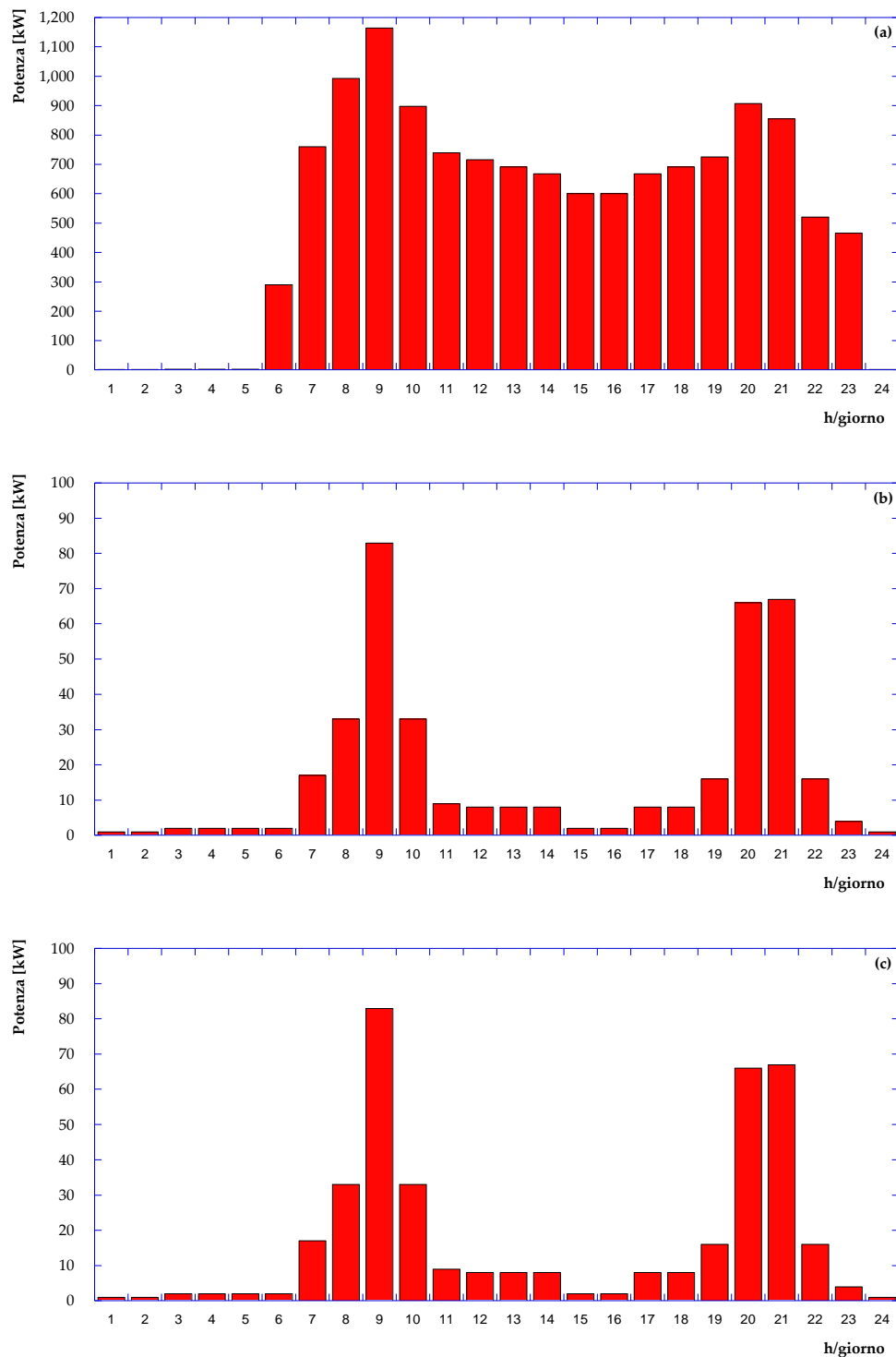


Figura A1 – Potenza termica richiesta– utenza 1 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

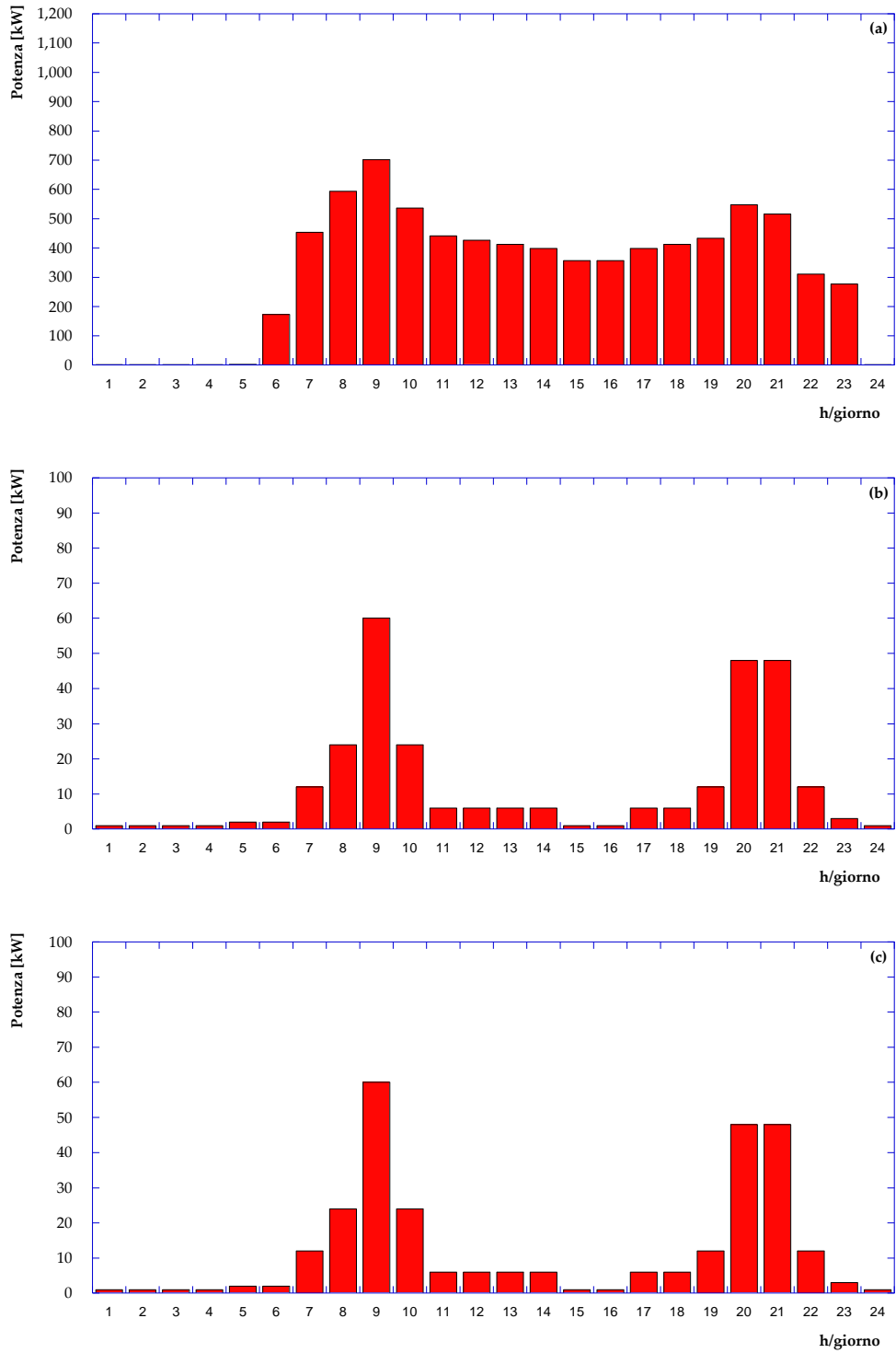


Figura A2 – Potenza termica richiesta– utenza 2 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

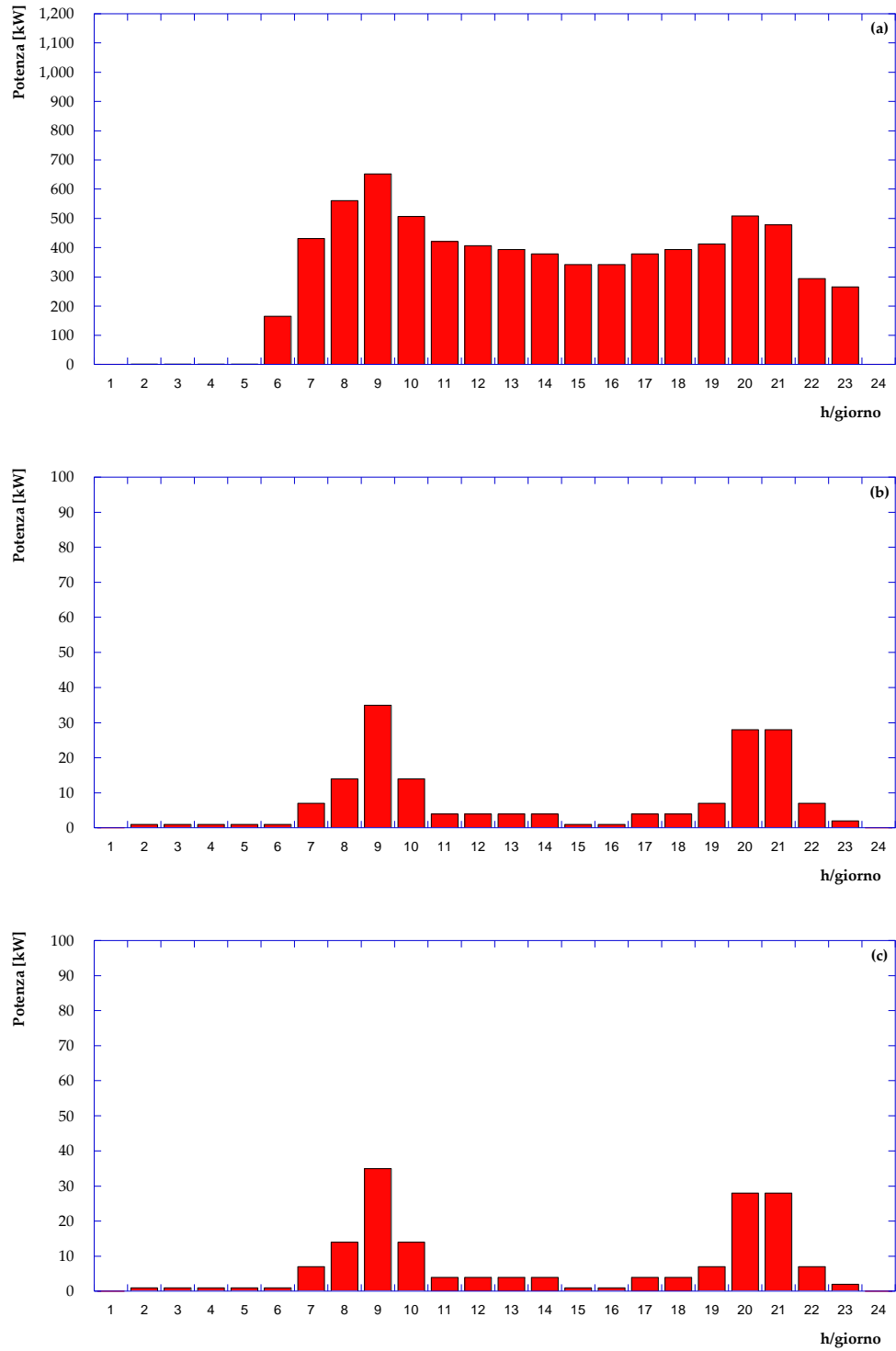


Figura A3 – Potenza termica richiesta– utenza 3 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

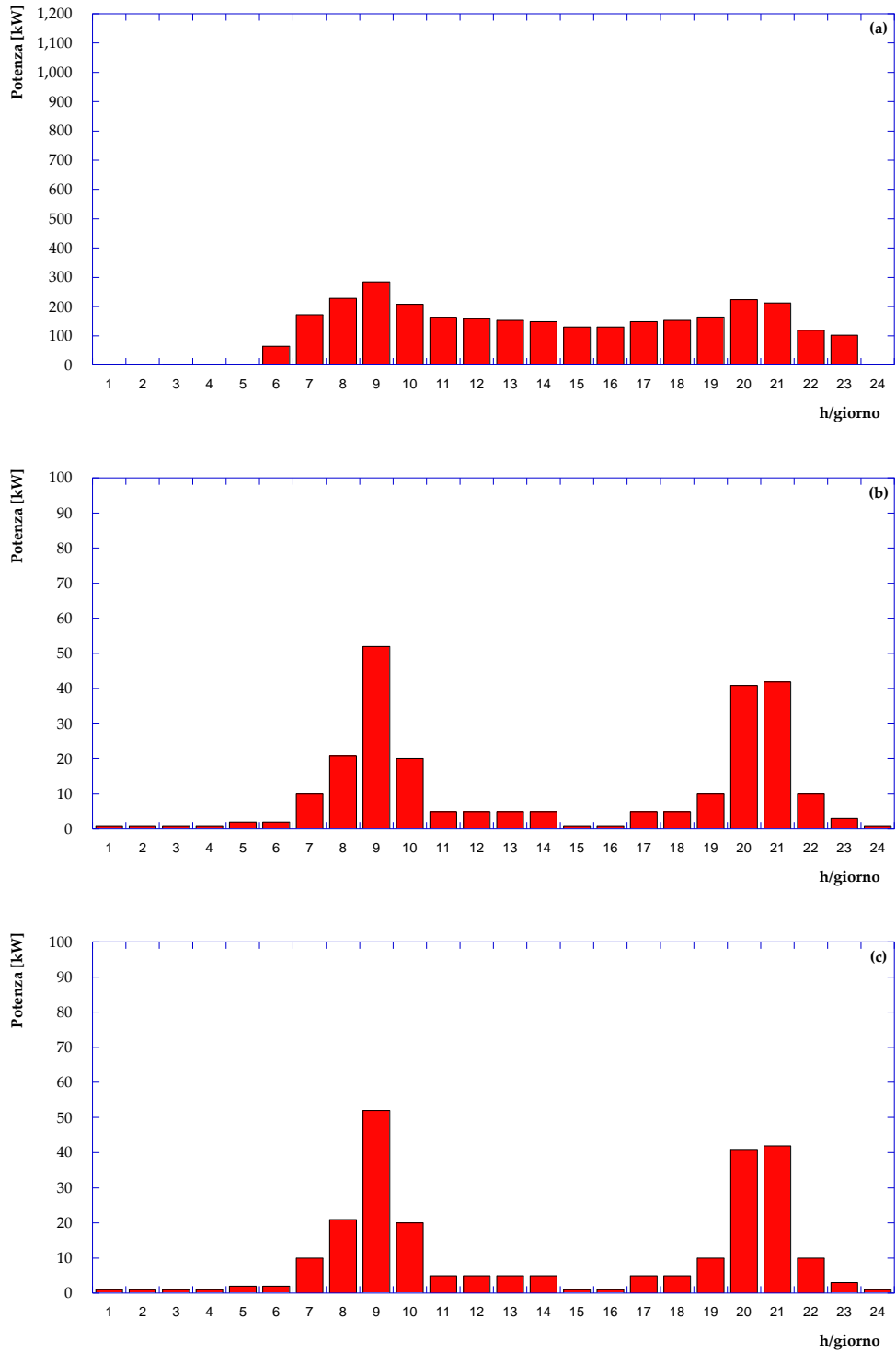


Figura A4 – Potenza termica richiesta– utenza 4 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

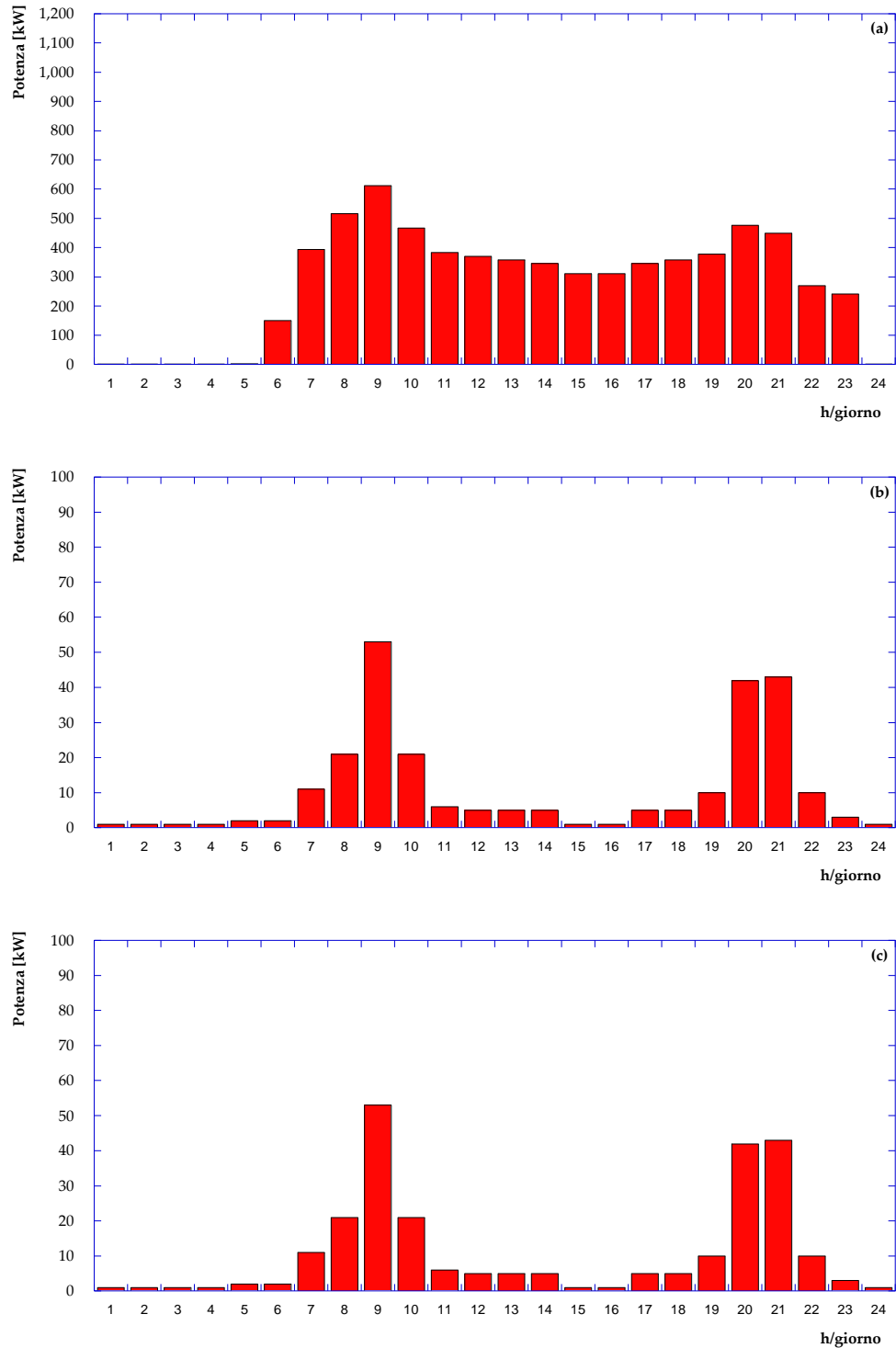


Figura A5 – Potenza termica richiesta– utenza 5 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

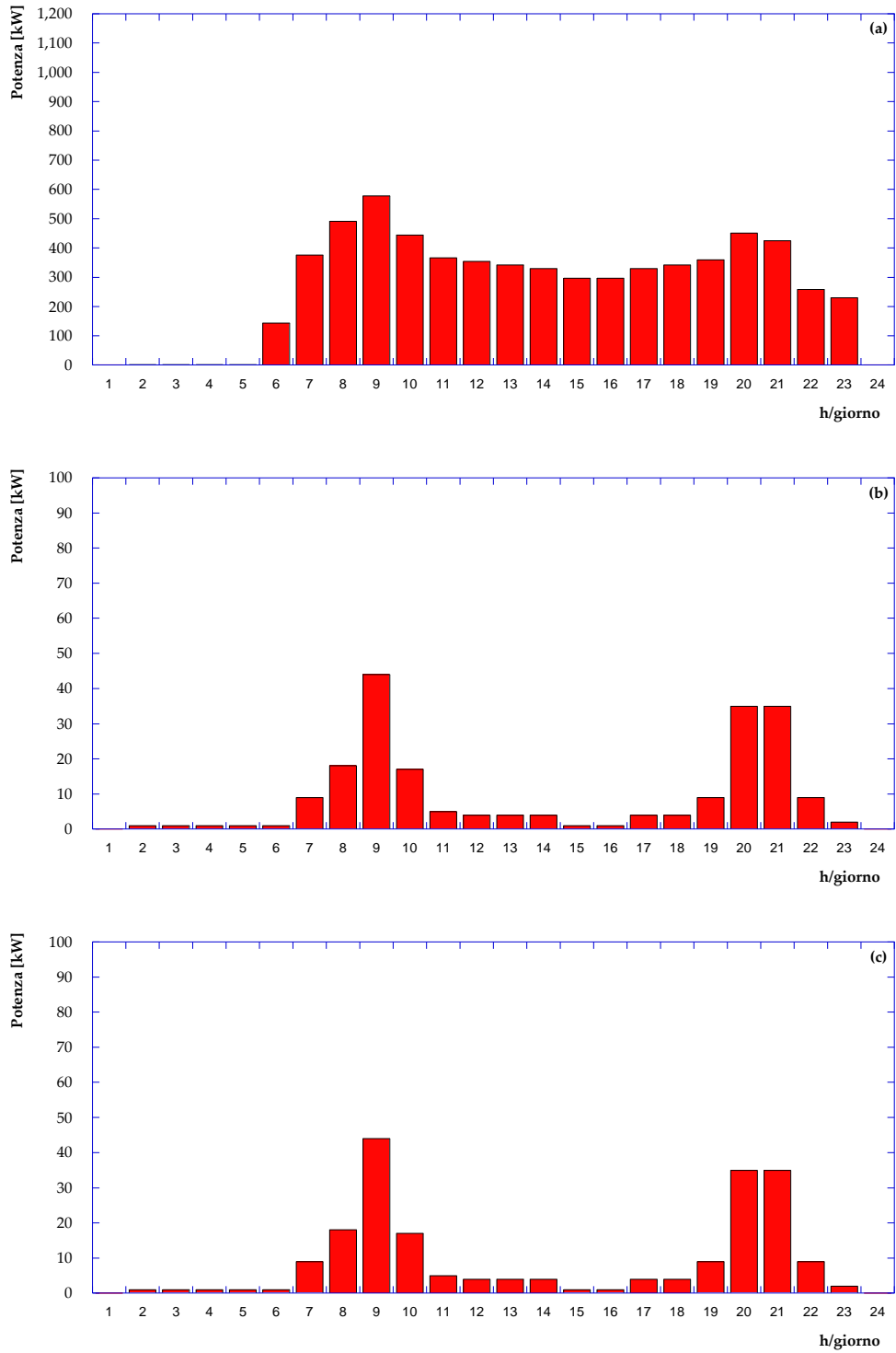


Figura A6 – Potenza termica richiesta– utenza 6 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

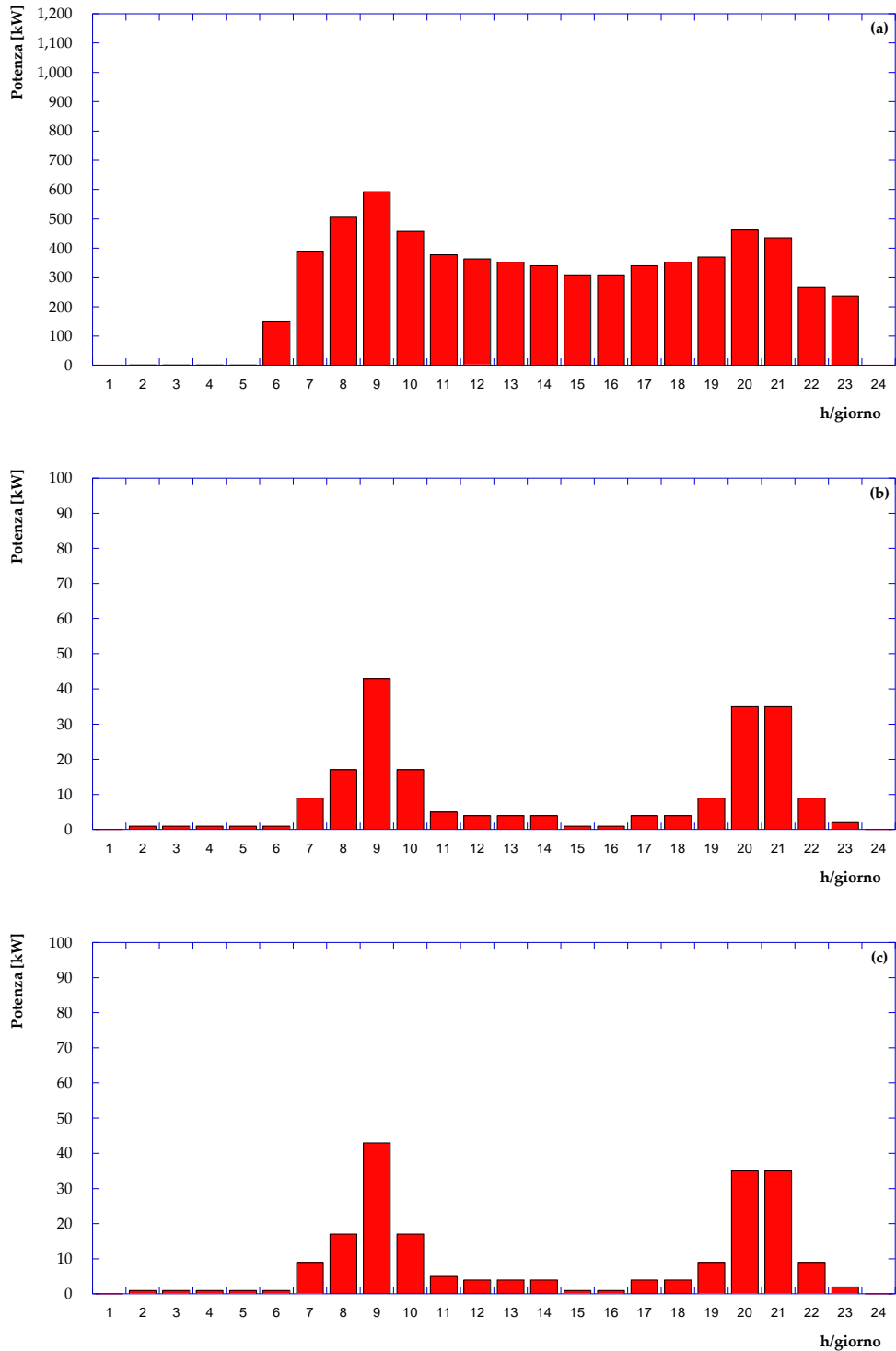


Figura A7 – Potenza termica richiesta– utenza 7 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

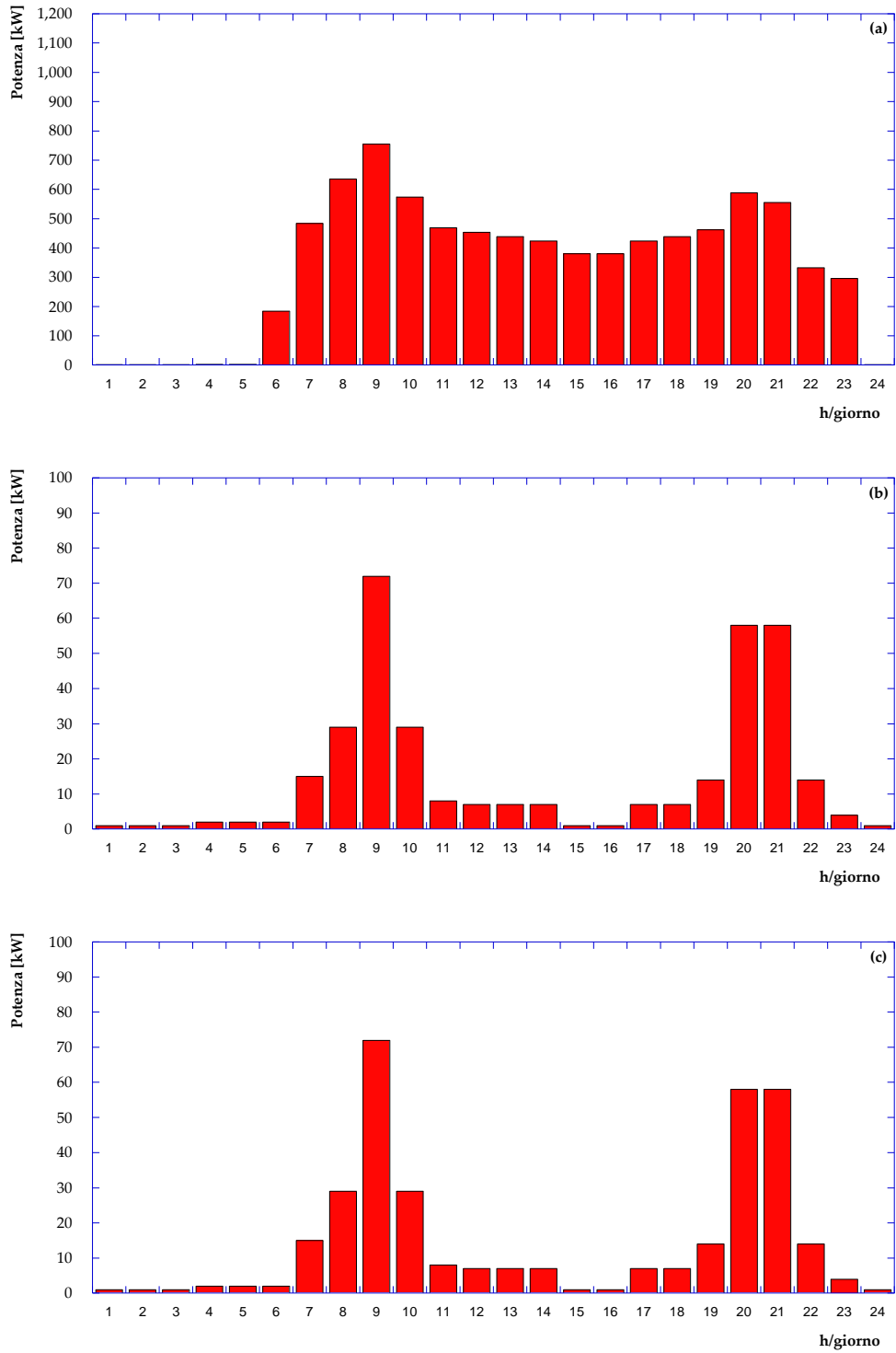


Figura A8 – Potenza termica richiesta– utenza 8 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

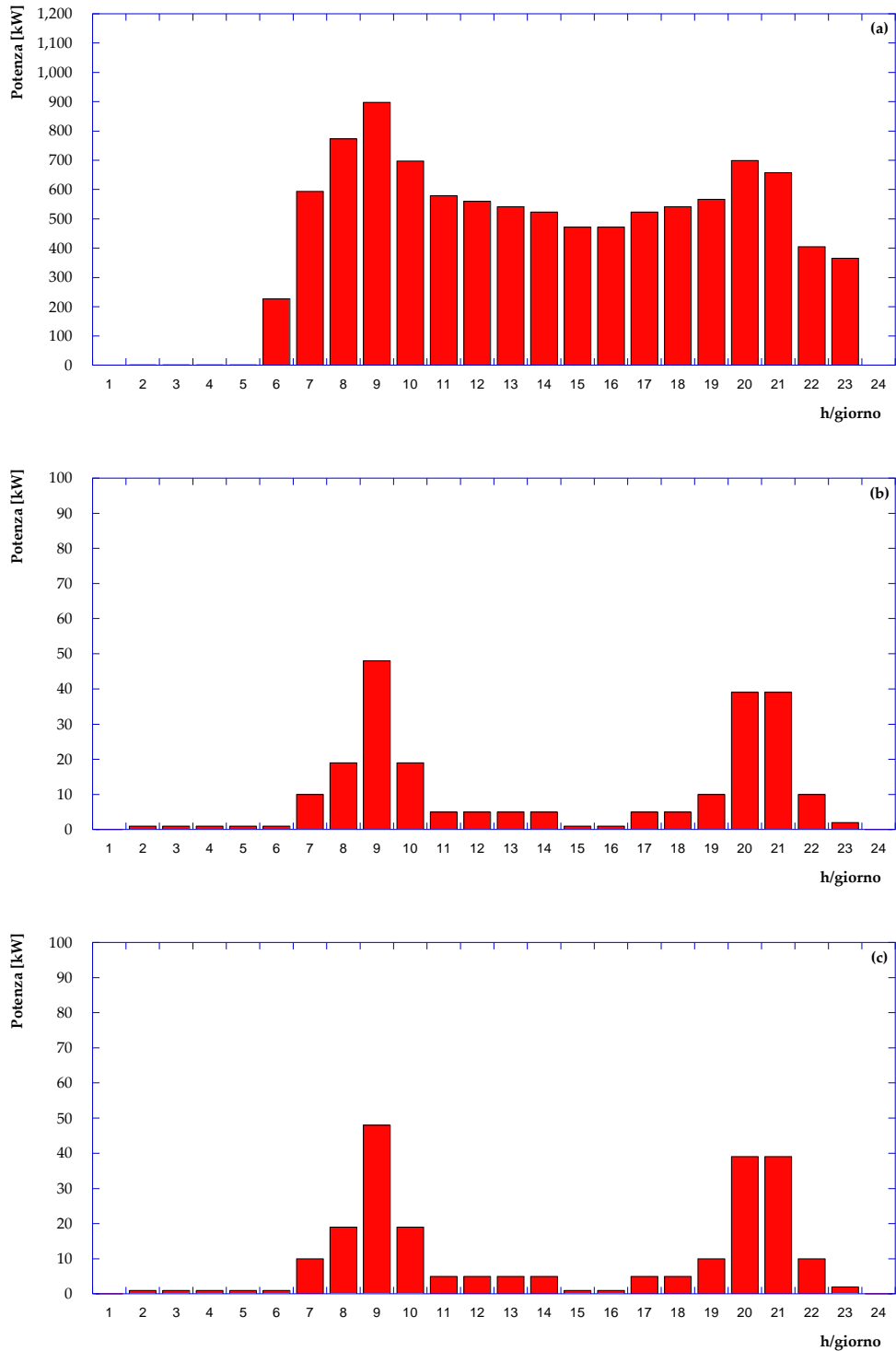


Figura A9 – Potenza termica richiesta– utenza 9 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

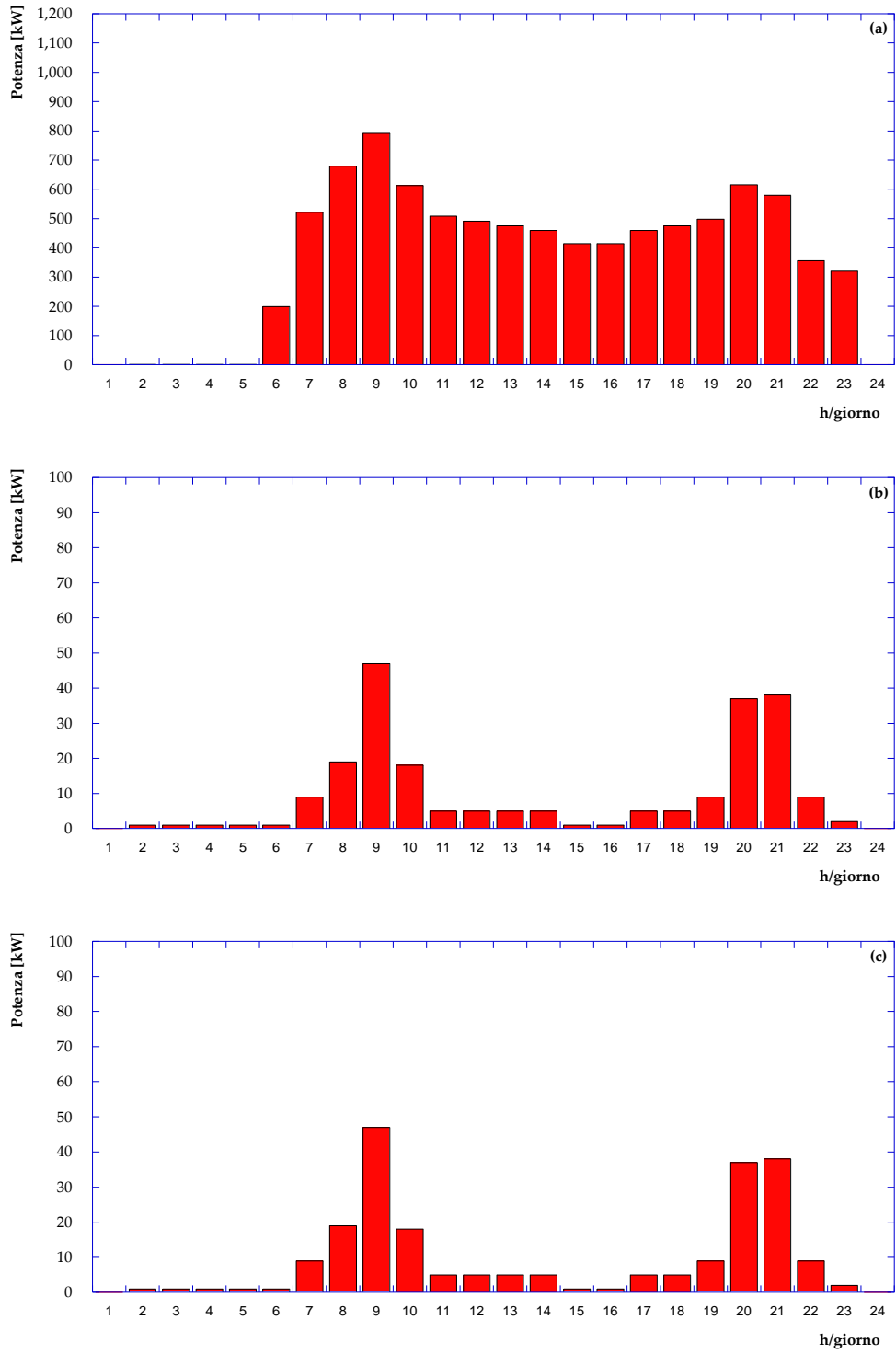


Figura A10 – Potenza termica richiesta– utenza 10 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

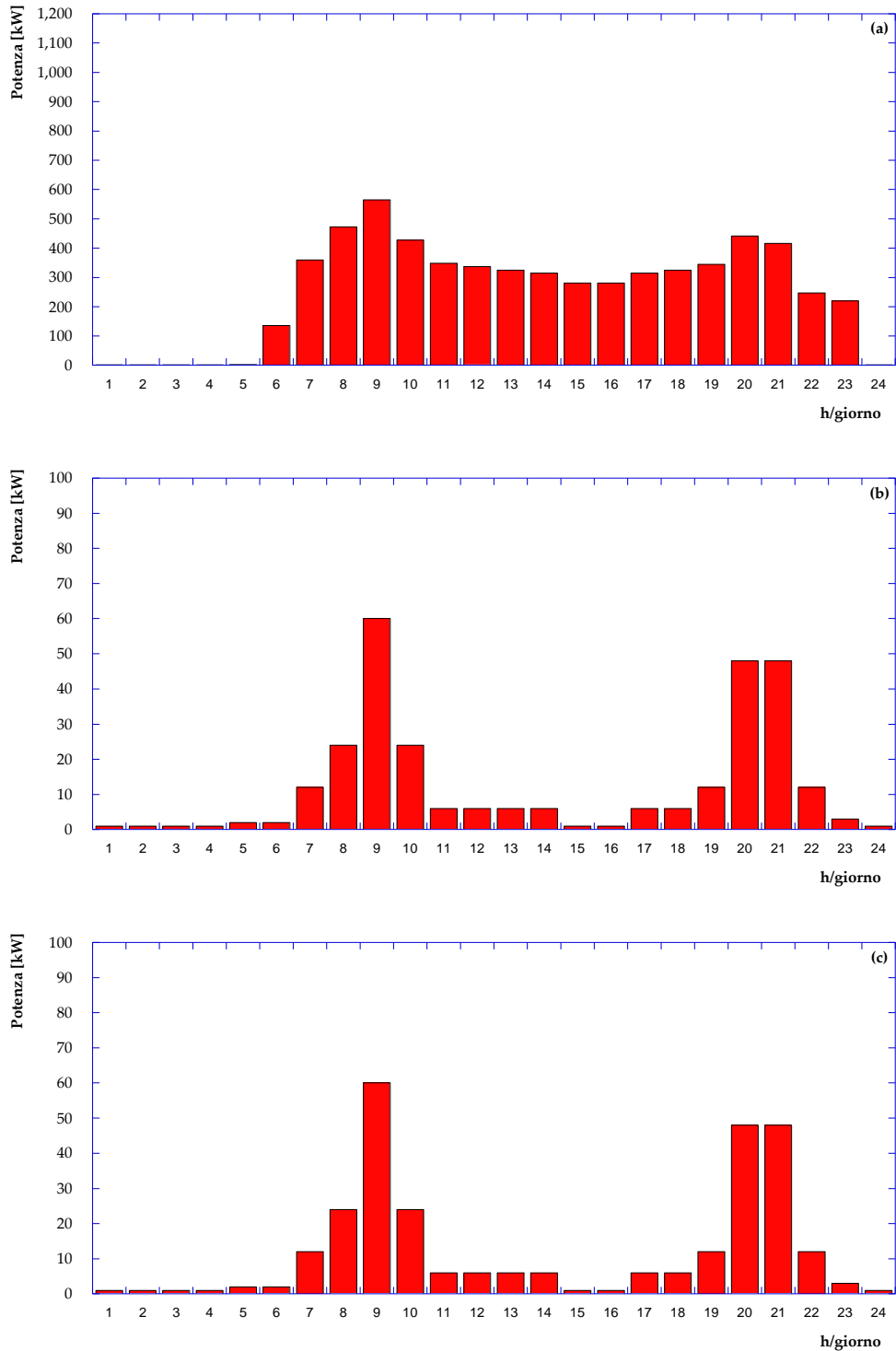


Figura A11 – Potenza termica richiesta– utenza 11 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

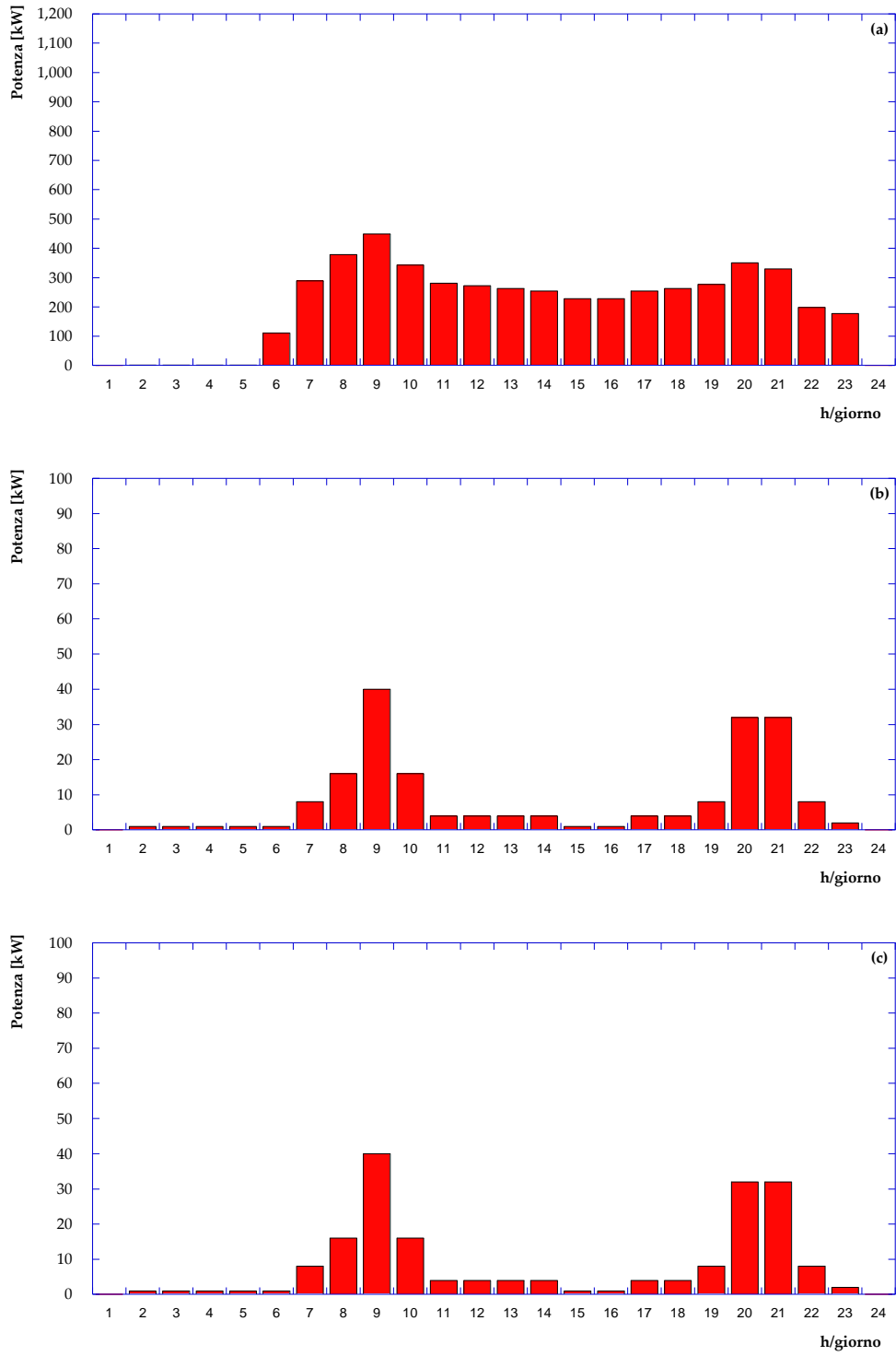


Figura A12 – Potenza termica richiesta– utenza 12 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

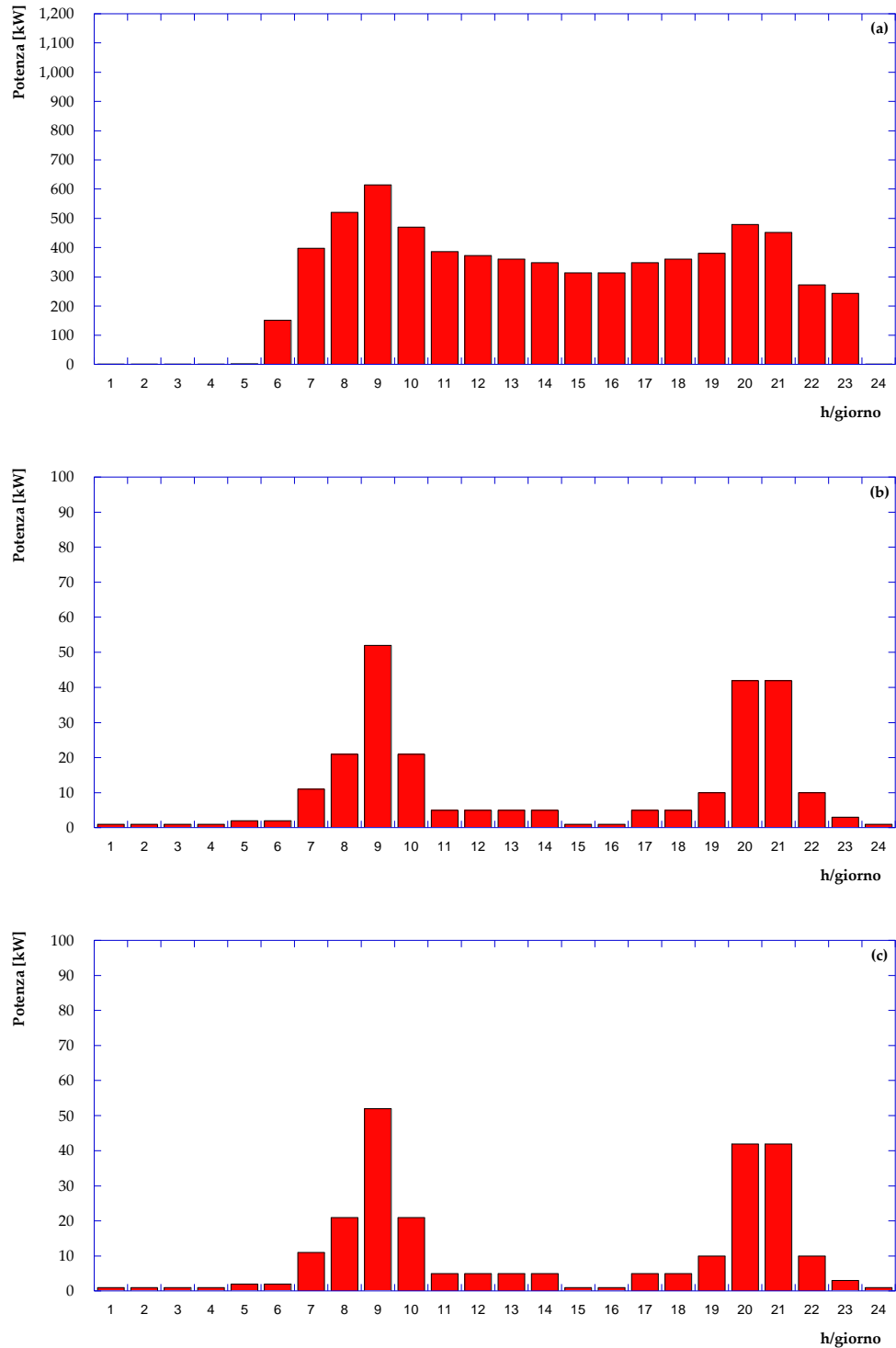


Figura A13 – Potenza termica richiesta– utenza 13 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

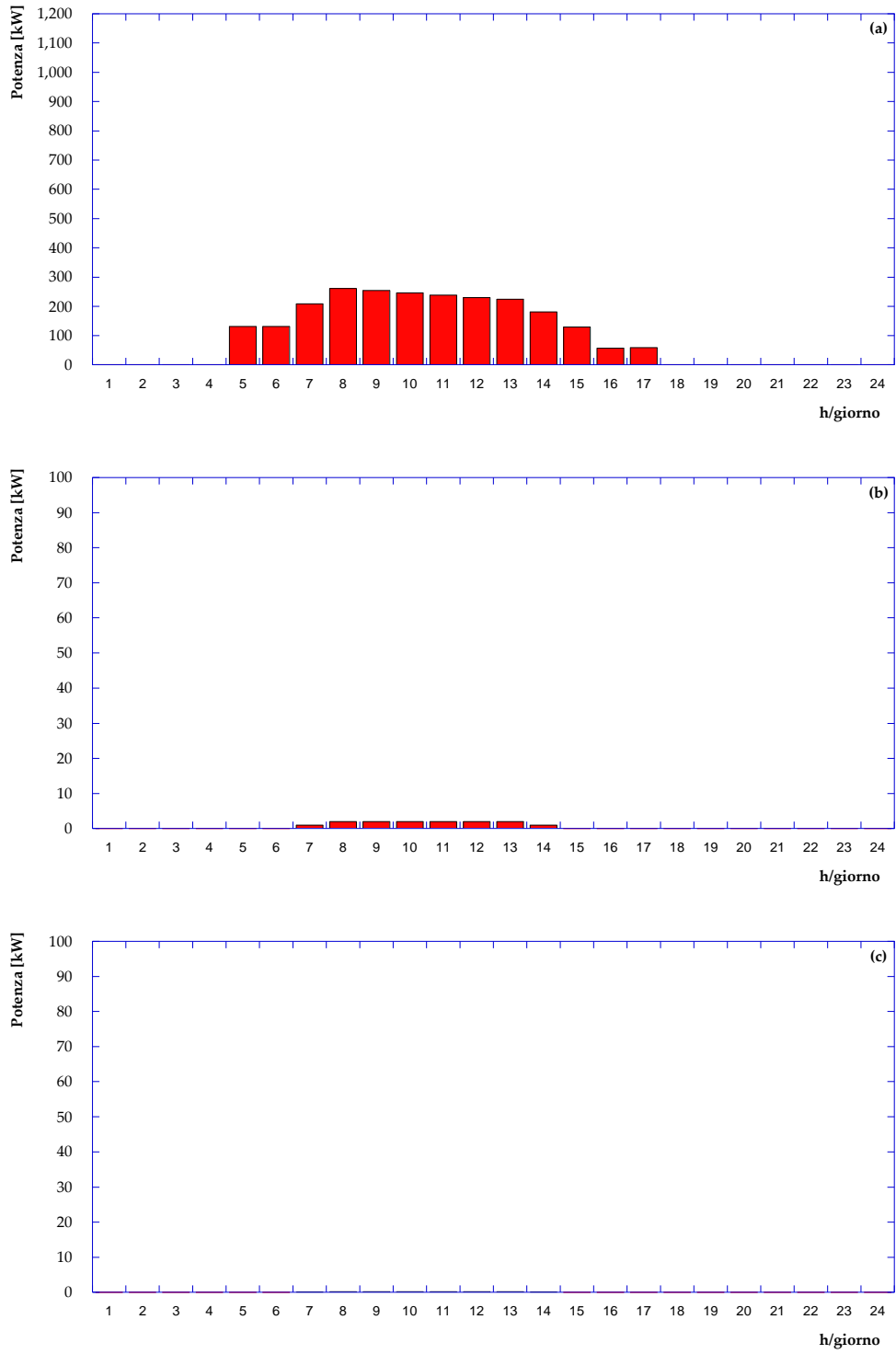


Figura A14 – Potenza termica richiesta– utenza 14 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

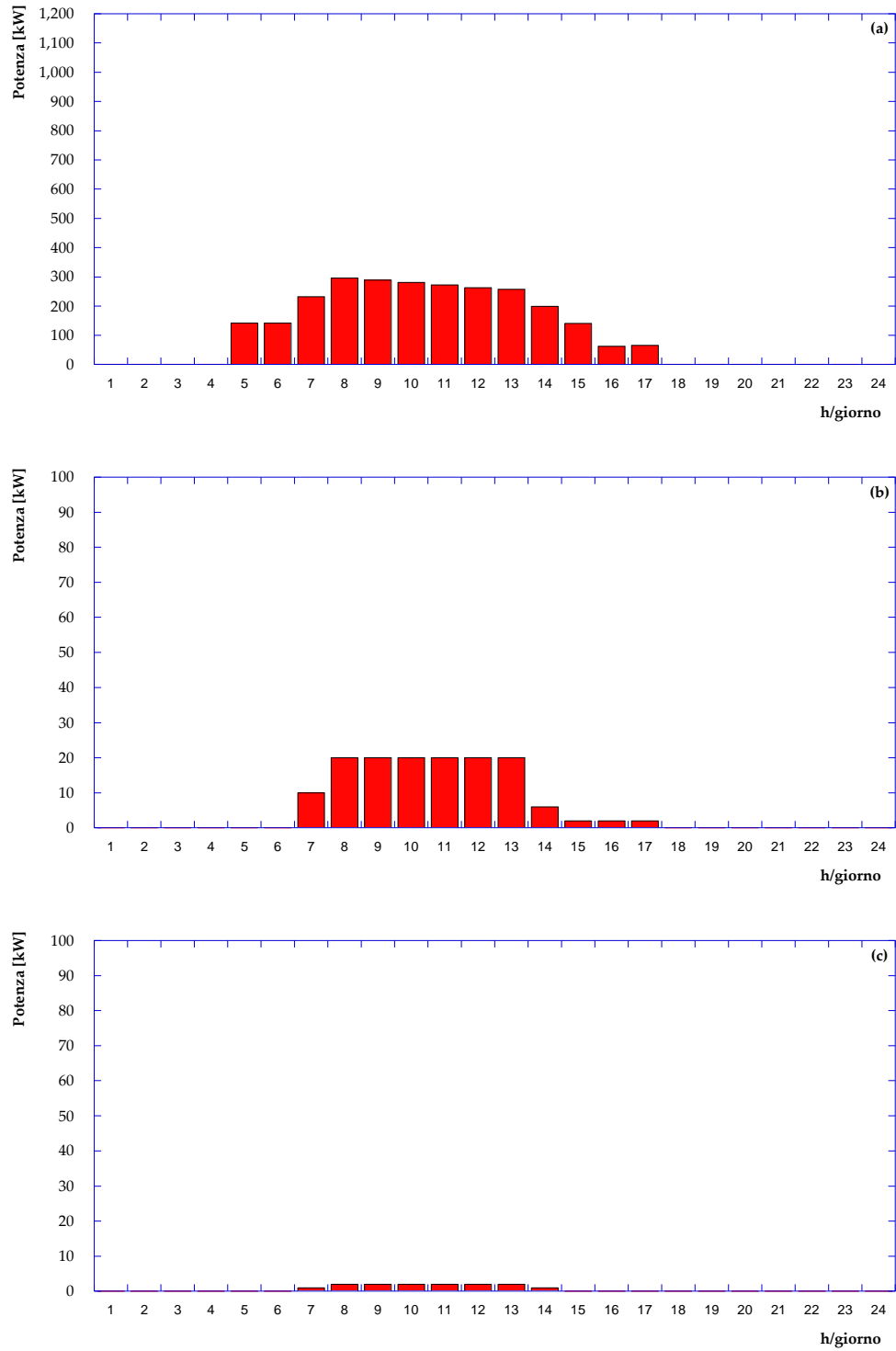


Figura A 15 – Potenza termica richiesta– utenza 15 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

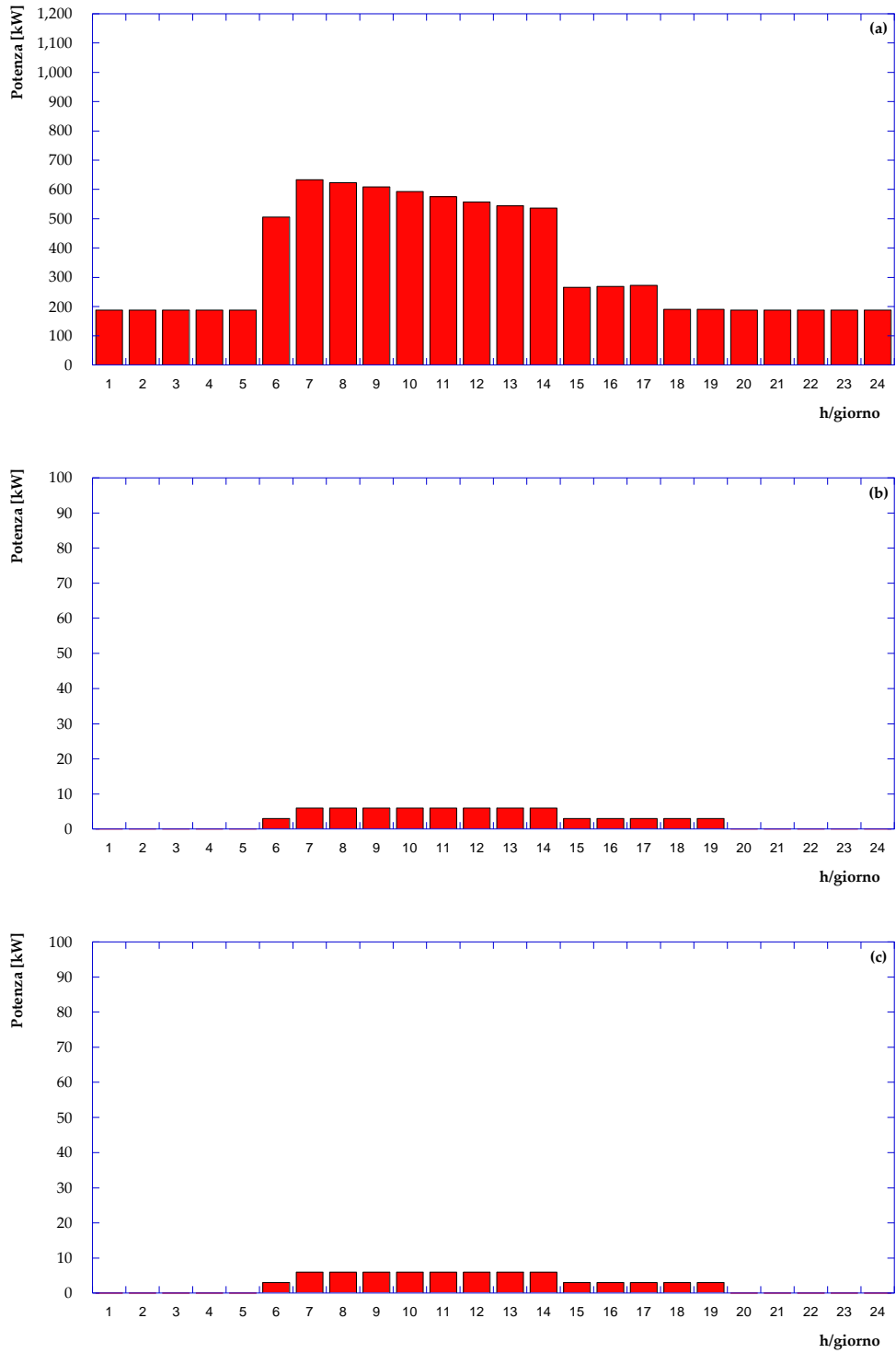


Figura A16 – Potenza termica richiesta– utenza 16 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

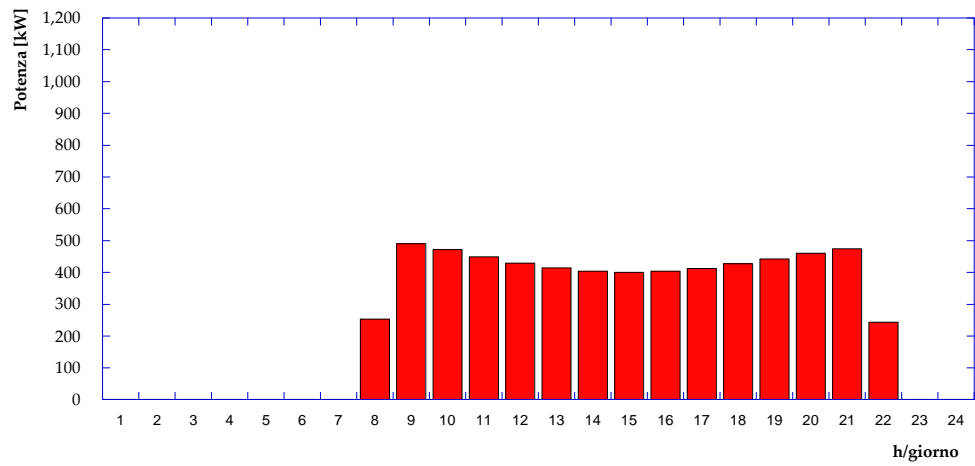


Figura A17 – Potenza termica richiesta– utenza 17 – nel giorno tipo invernale

16 Appendice B – Fabbisogni di potenza elettrica delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento

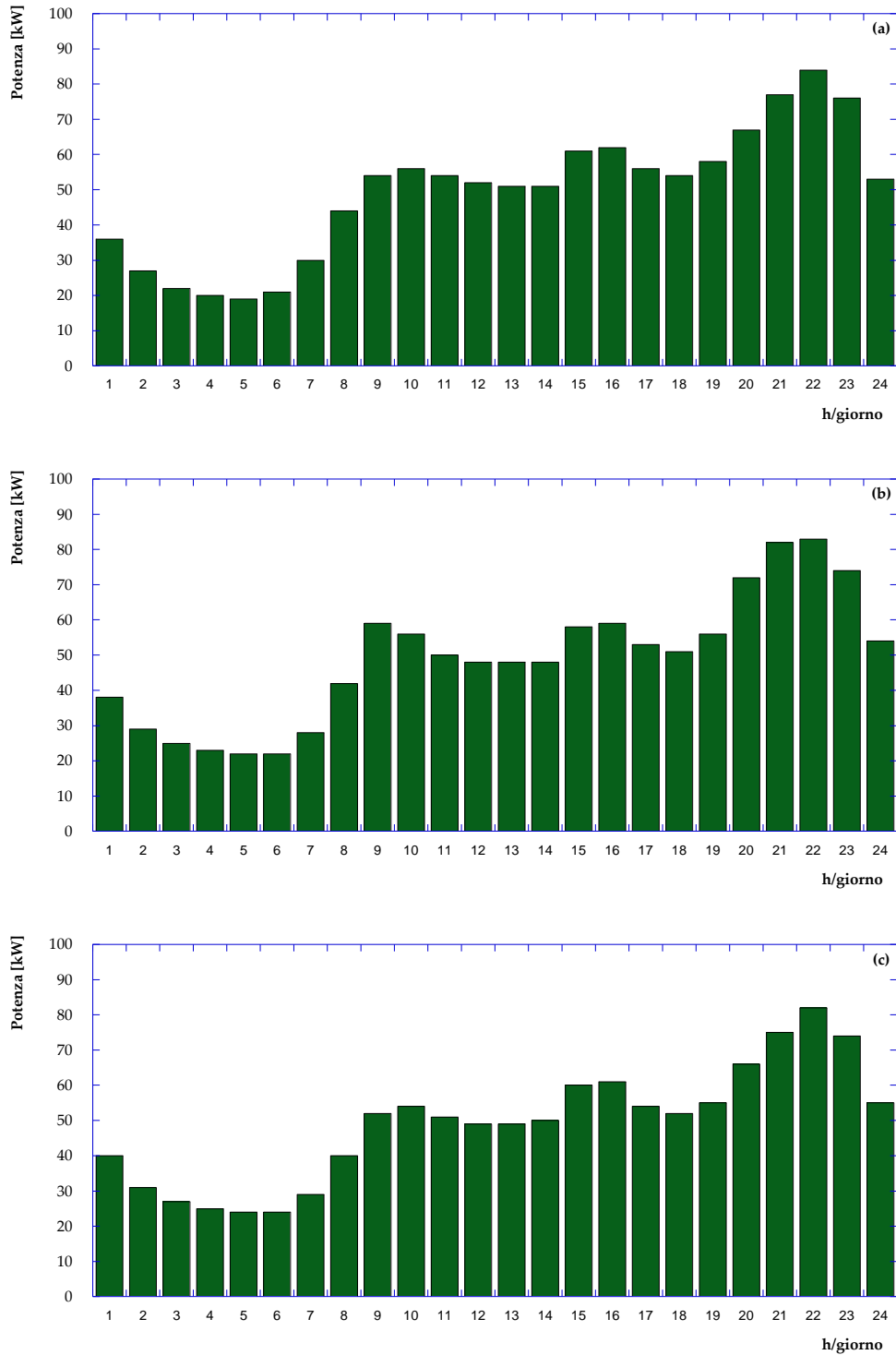


Figura B1 – Potenza elettrica richiesta– utenza 1 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

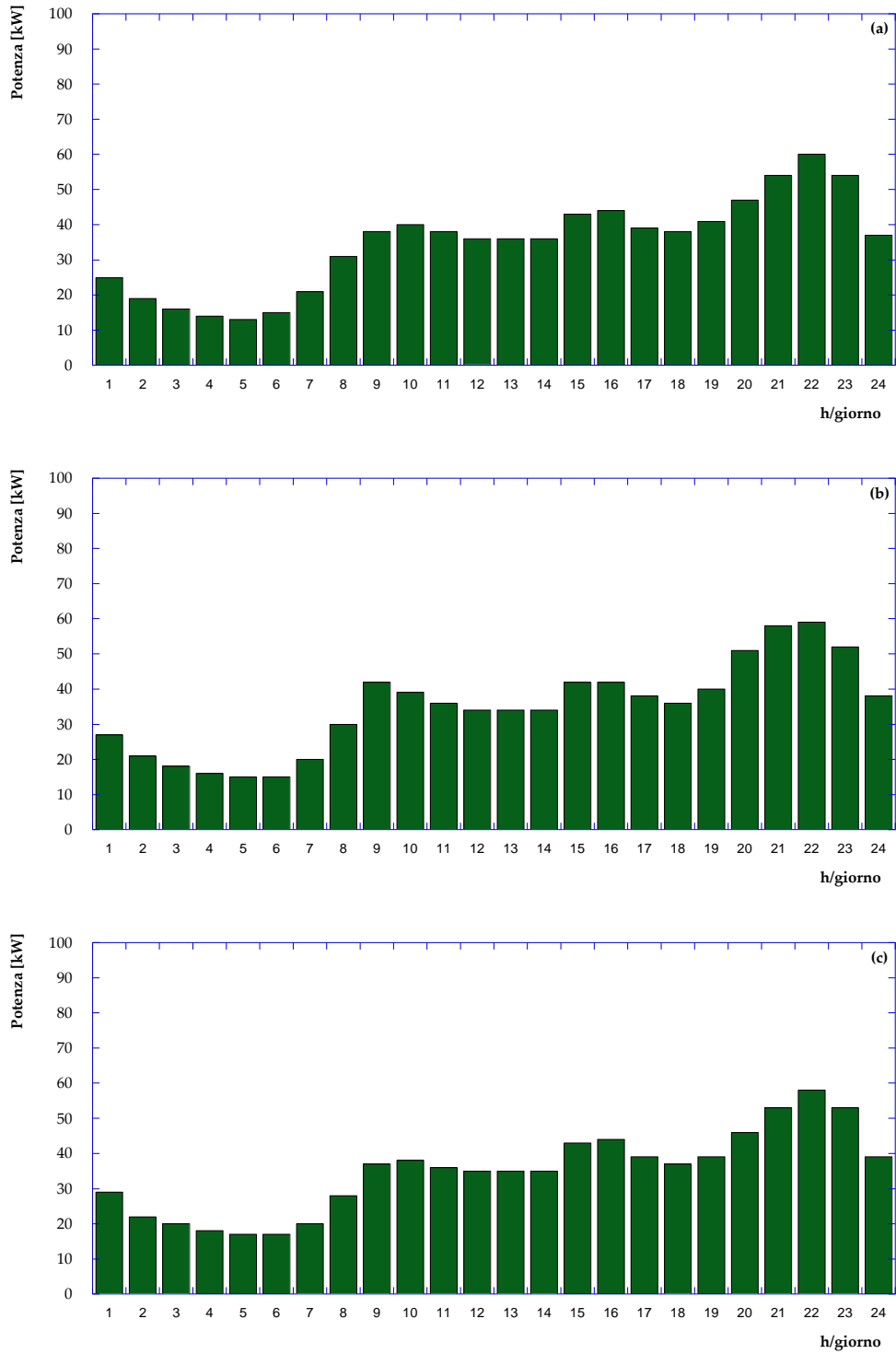


Figura B2 – Potenza elettrica richiesta– utenza 2 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

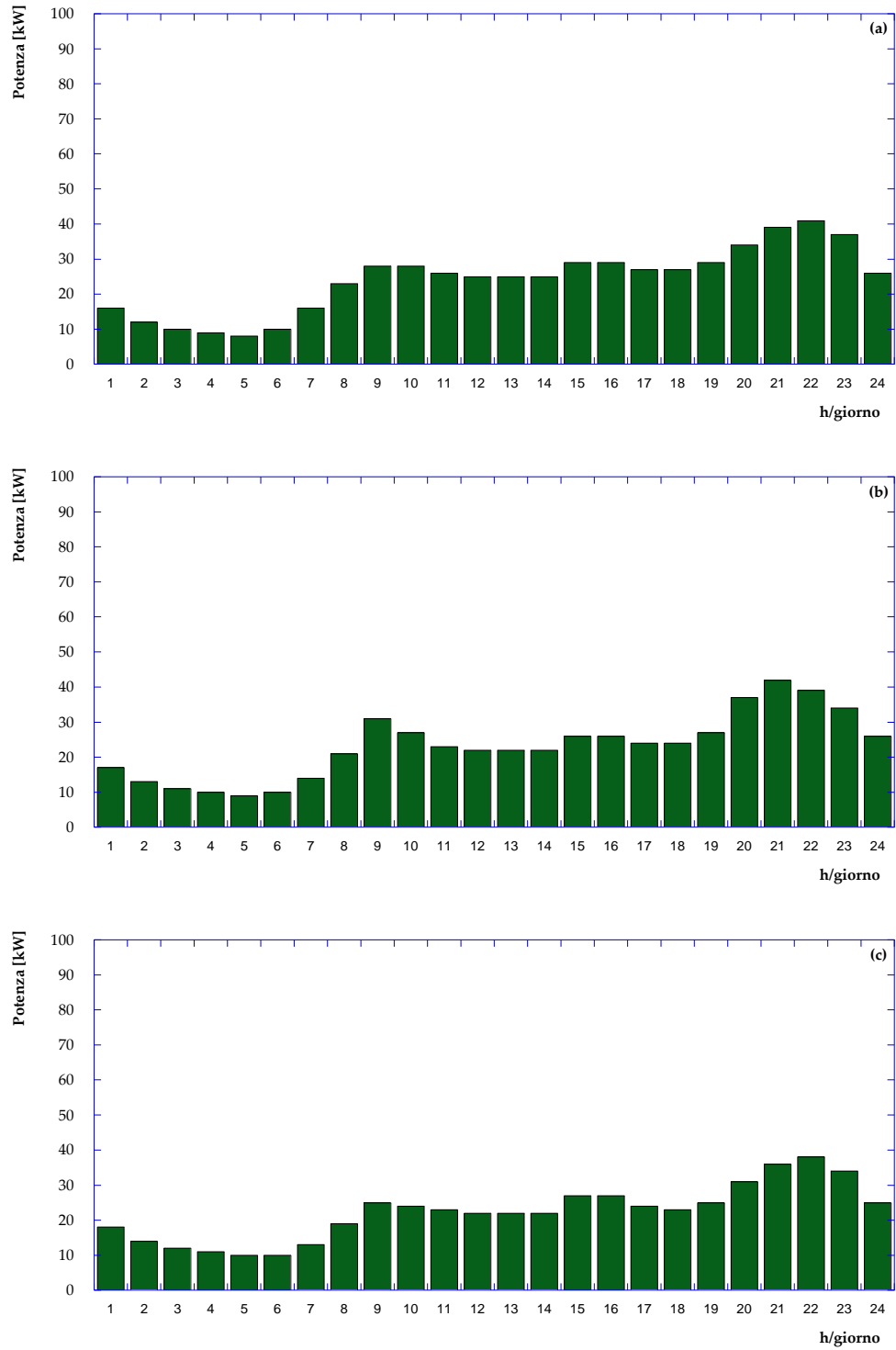


Figura B3 – Potenza elettrica richiesta– utenza 3 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

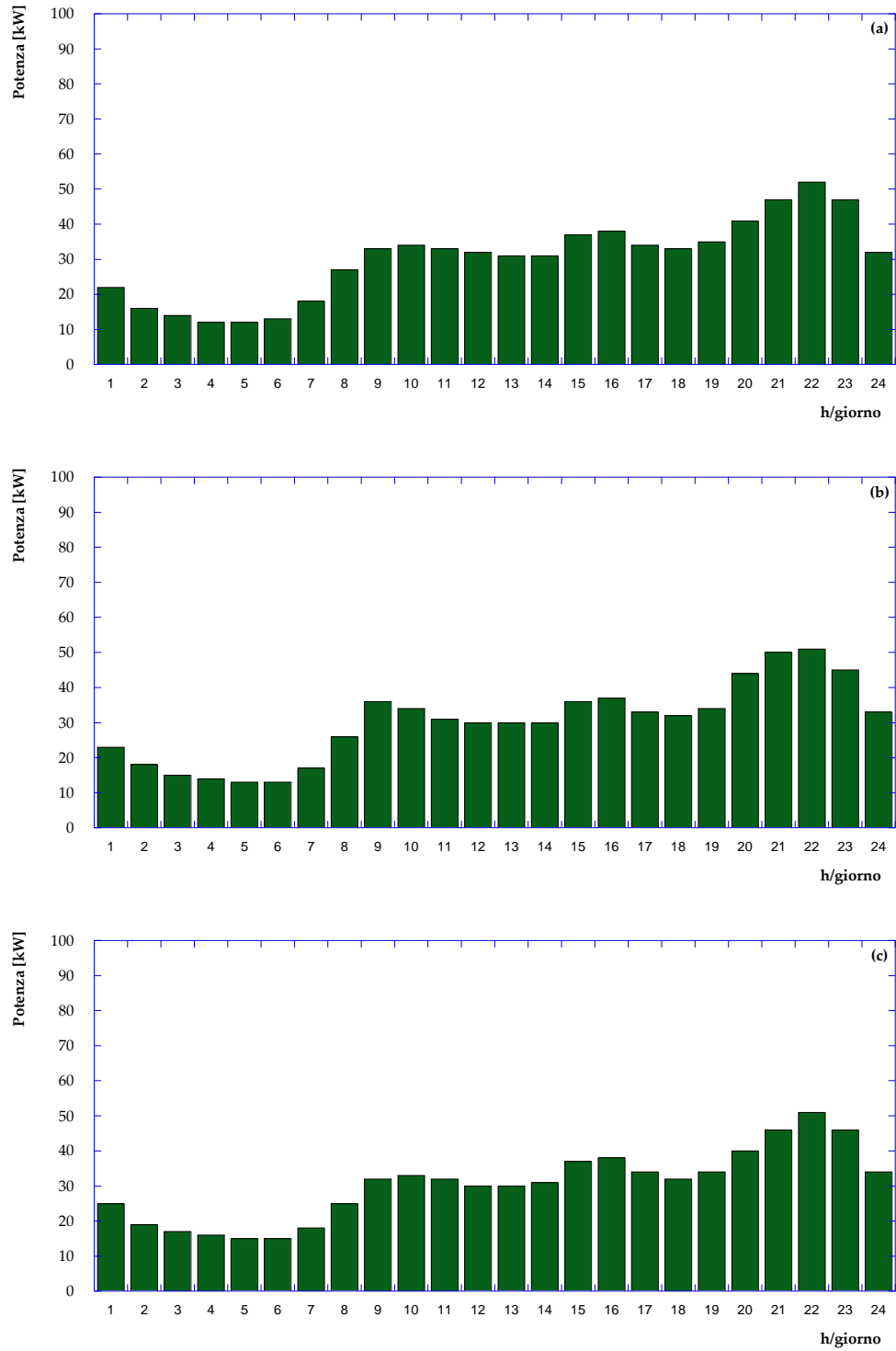


Figura B4 – Potenza elettrica richiesta– utenza 4 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

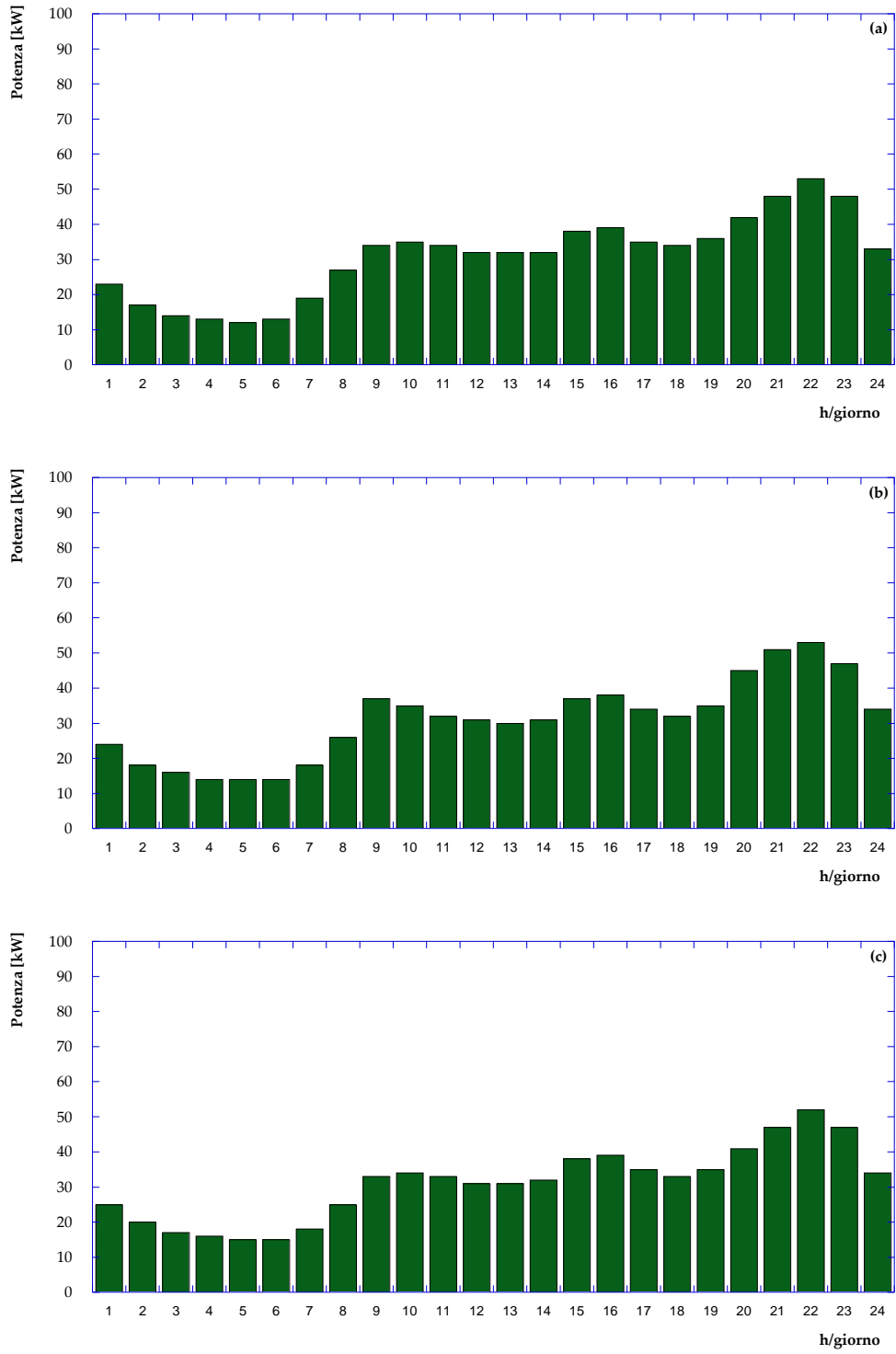


Figura B5 – Potenza elettrica richiesta– utenza 5 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

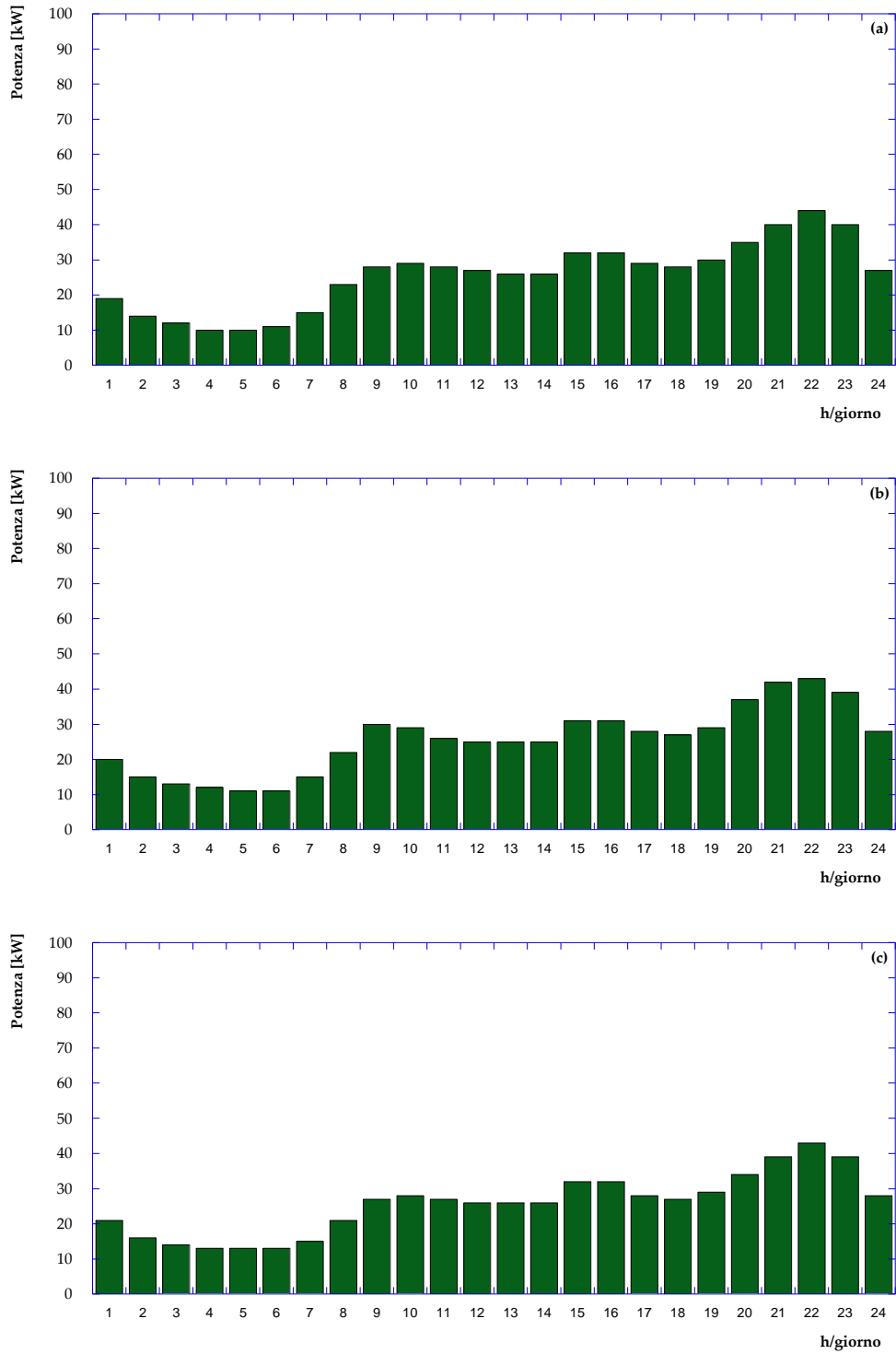


Figura B6 – Potenza elettrica richiesta– utenza 6 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

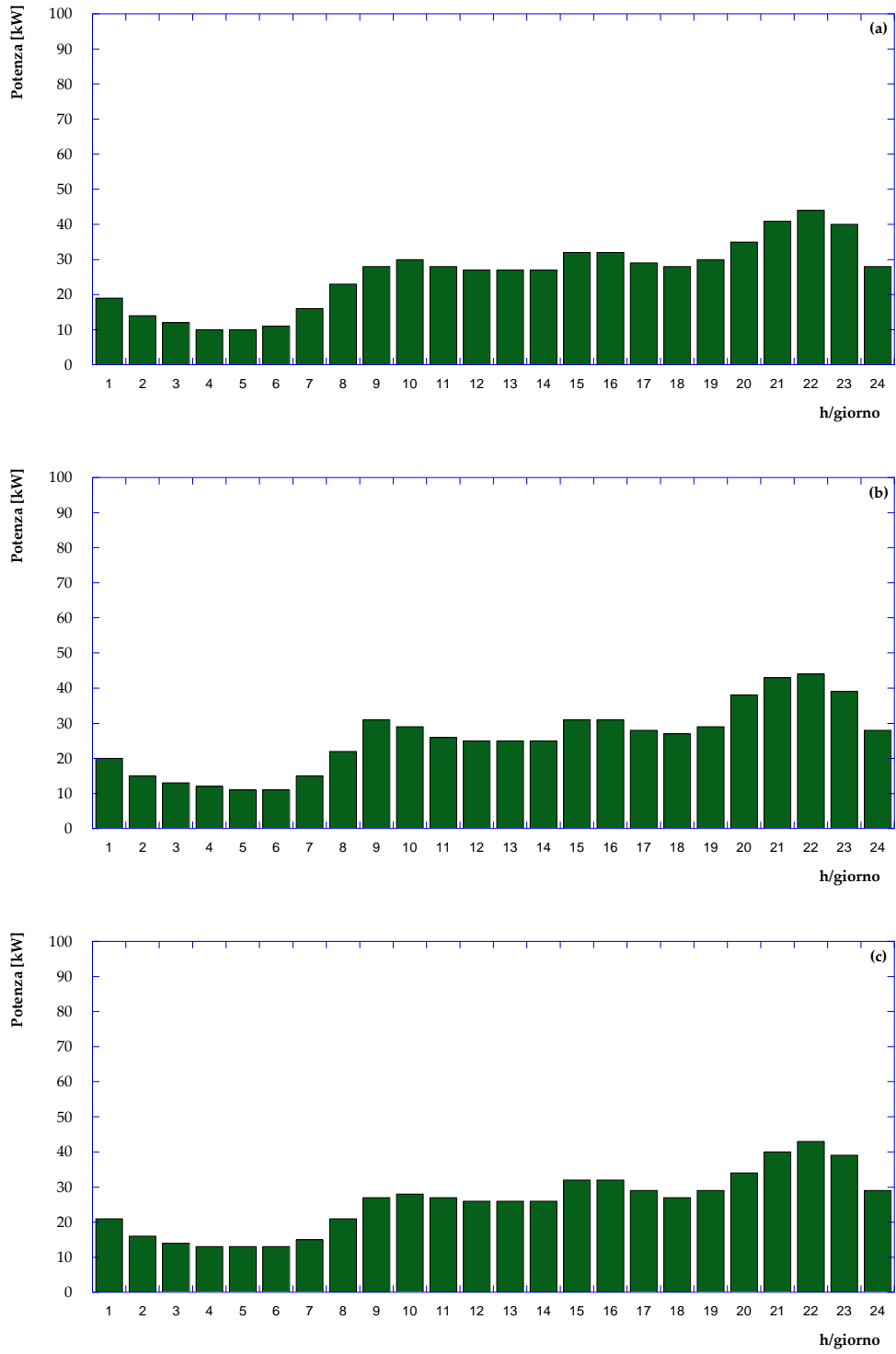


Figura B7 – Potenza elettrica richiesta– utenza 7 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

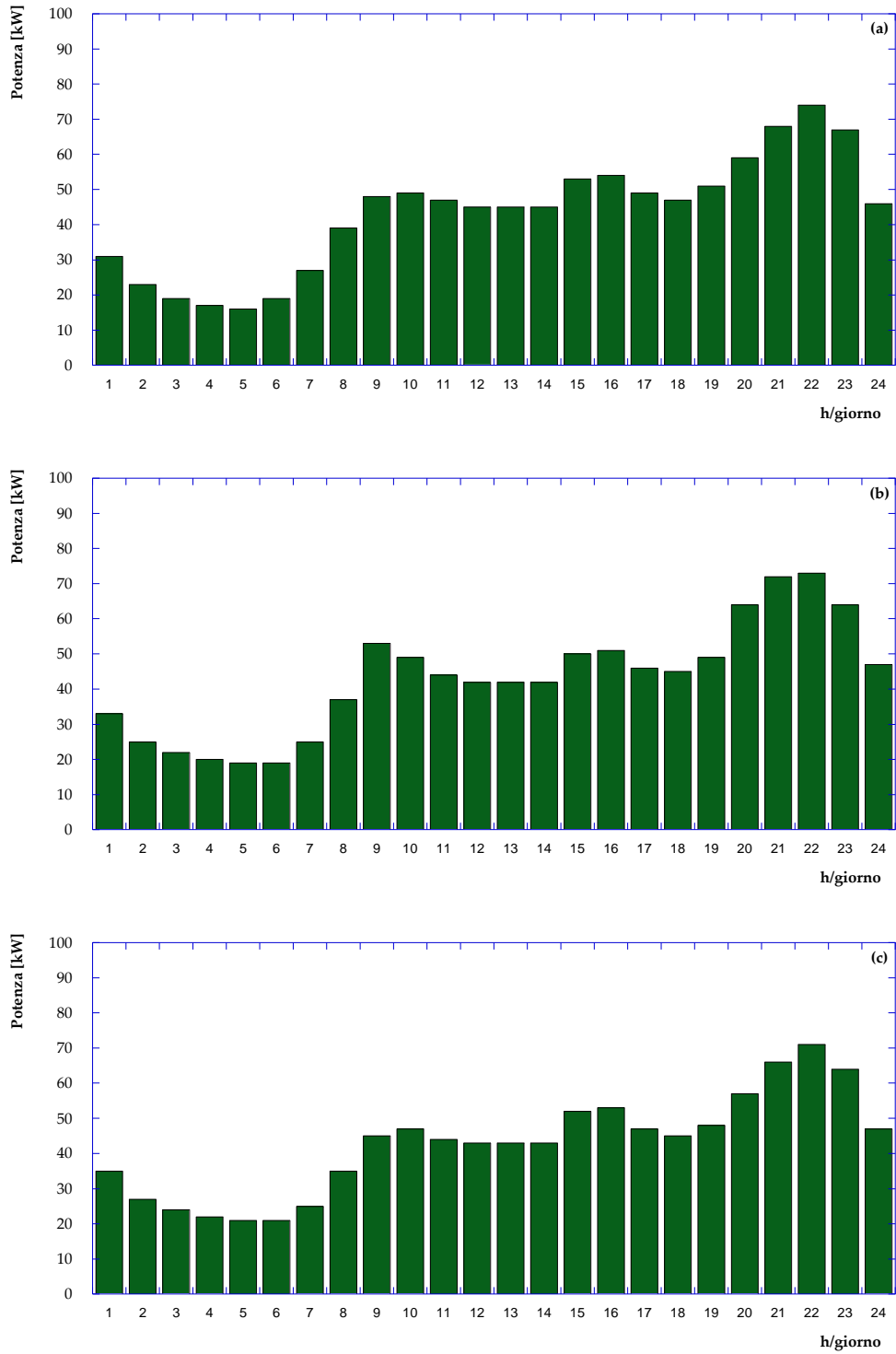


Figura B8 – Potenza elettrica richiesta– utenza 8 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

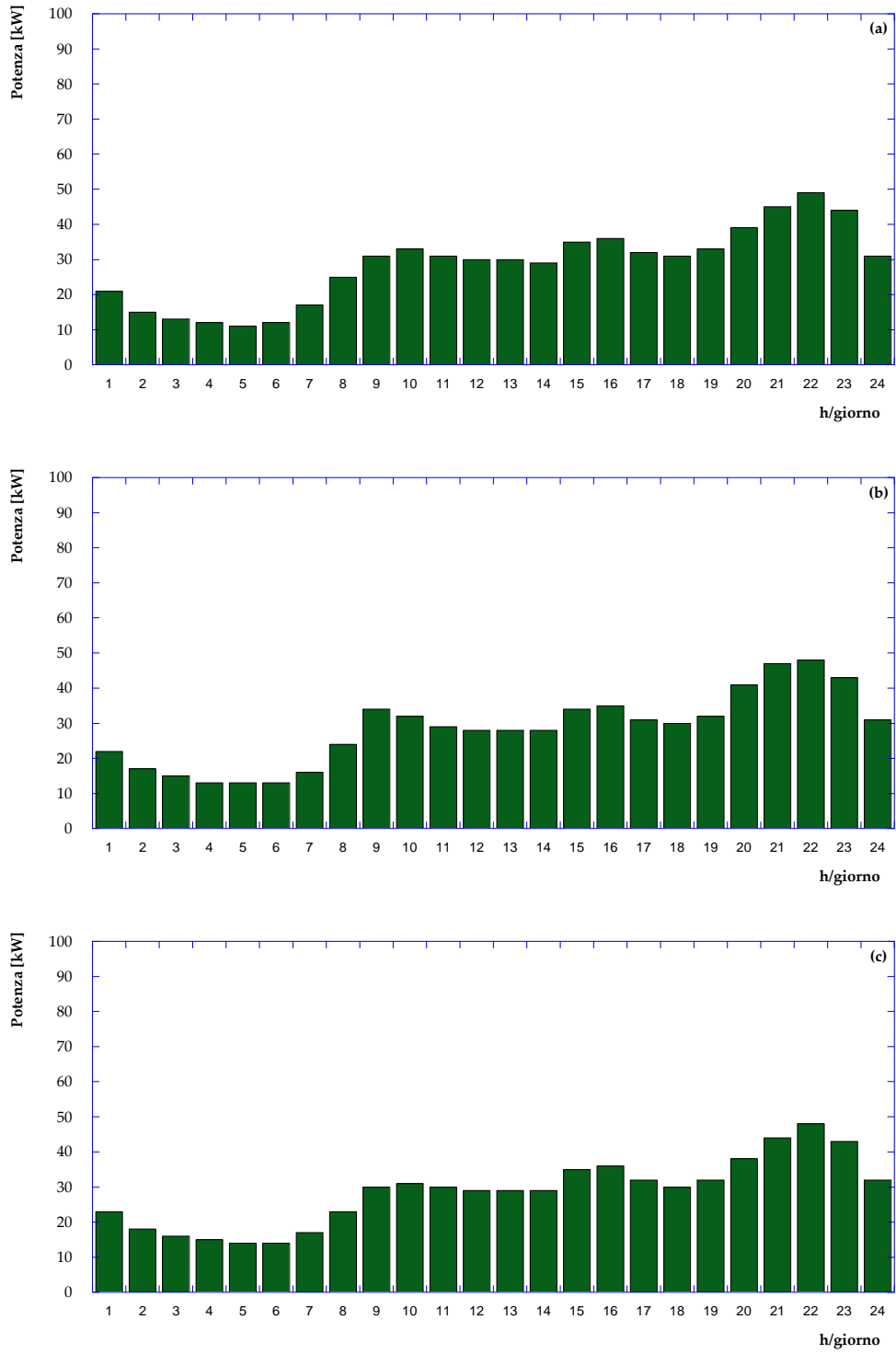


Figura B9 – Potenza elettrica richiesta– utenza 9 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

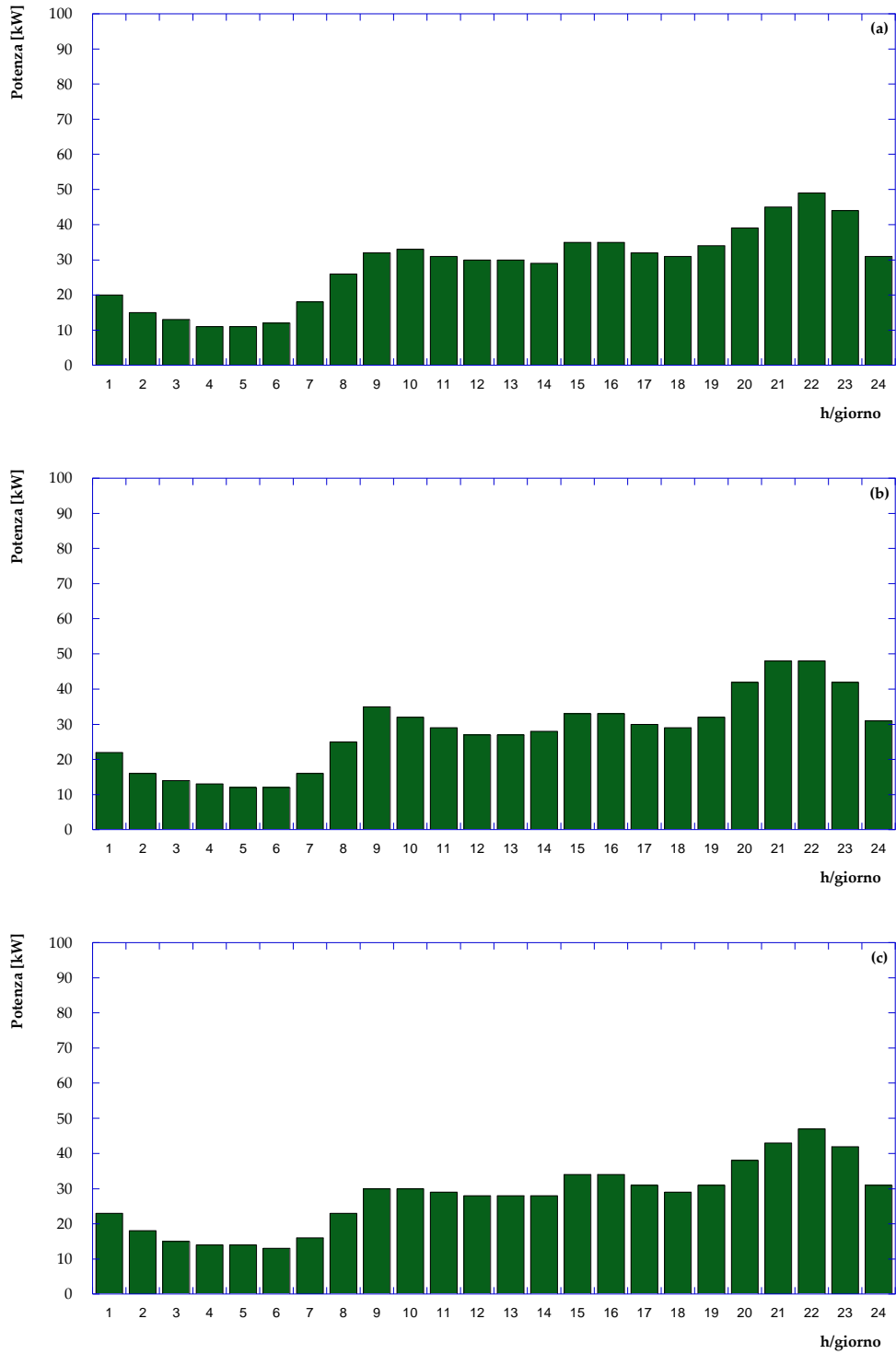


Figura B10 – Potenza elettrica richiesta– utenza 10 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

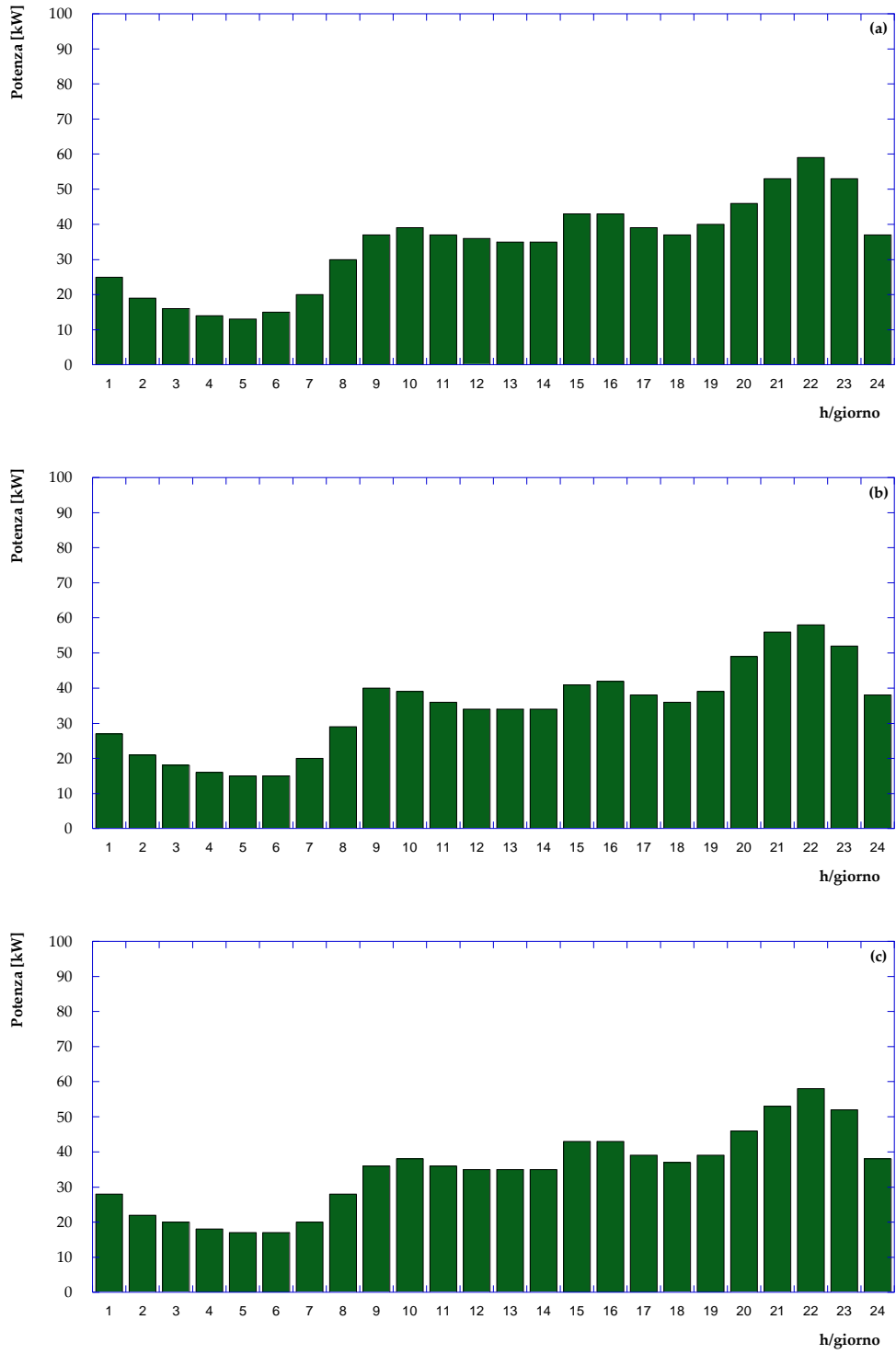


Figura B11 – Potenza elettrica richiesta– utenza 11 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

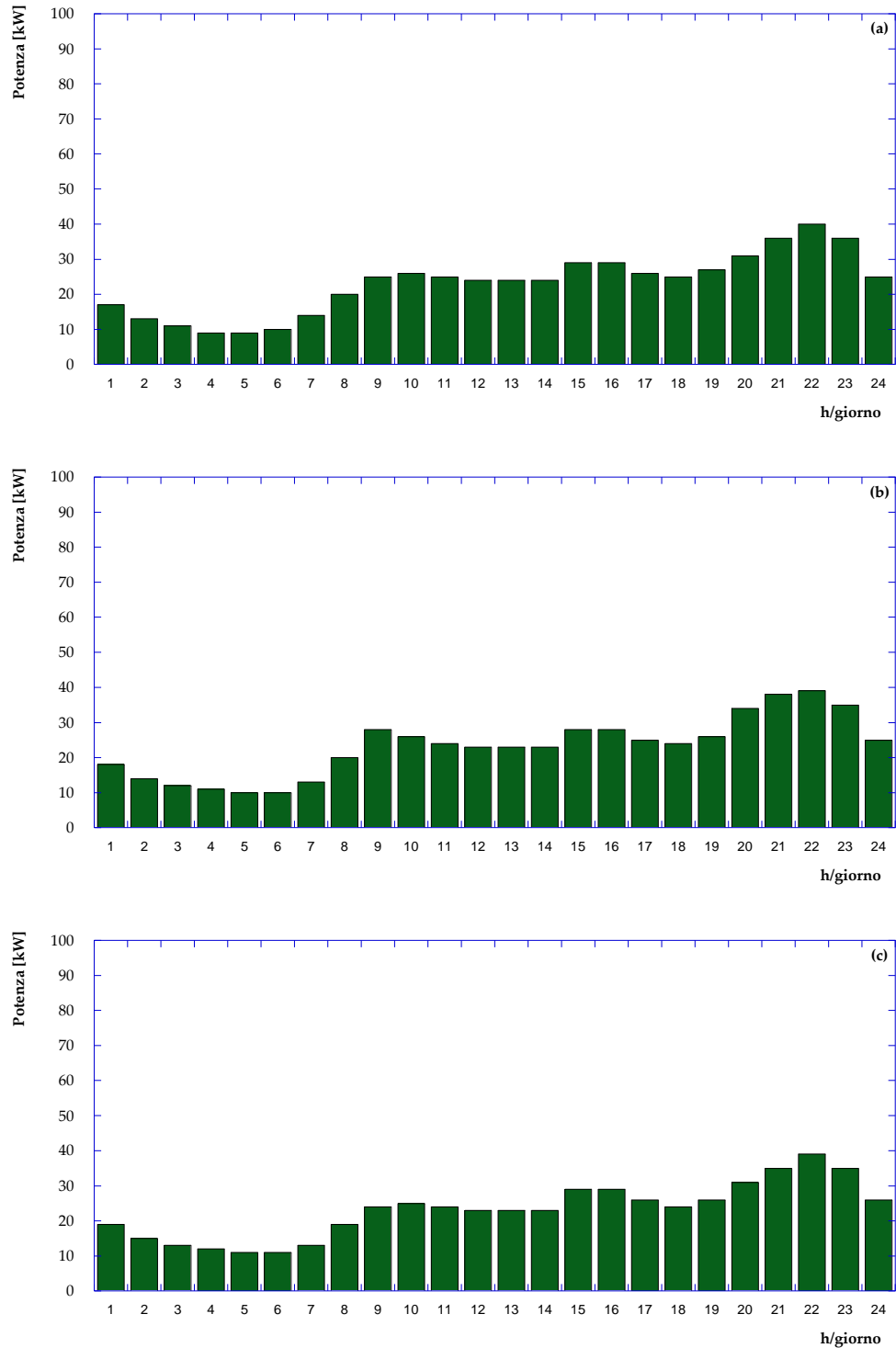


Figura B12 – Potenza elettrica richiesta– utenza 12 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

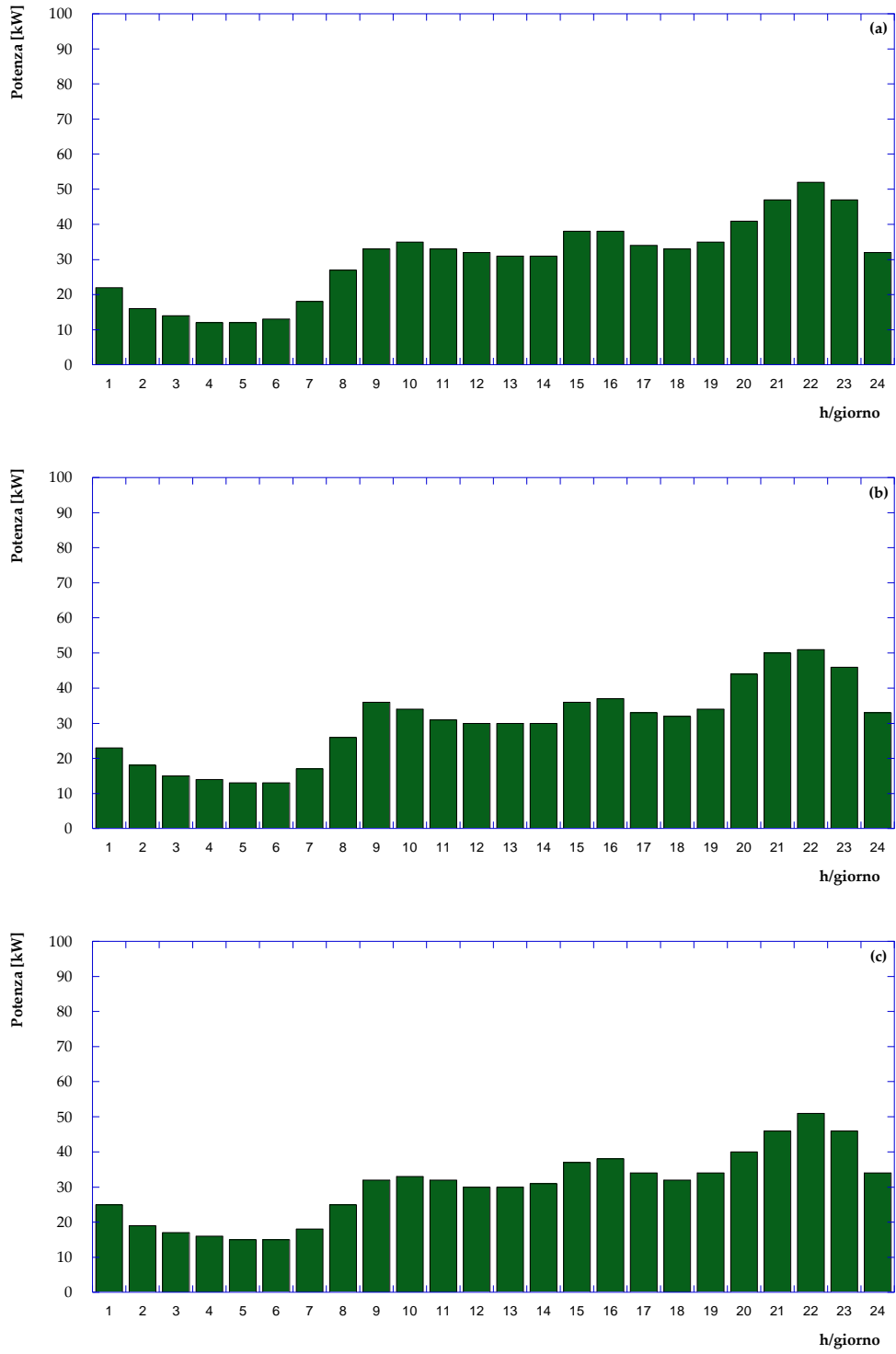


Figura B13 – Potenza elettrica richiesta– utenza 13 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

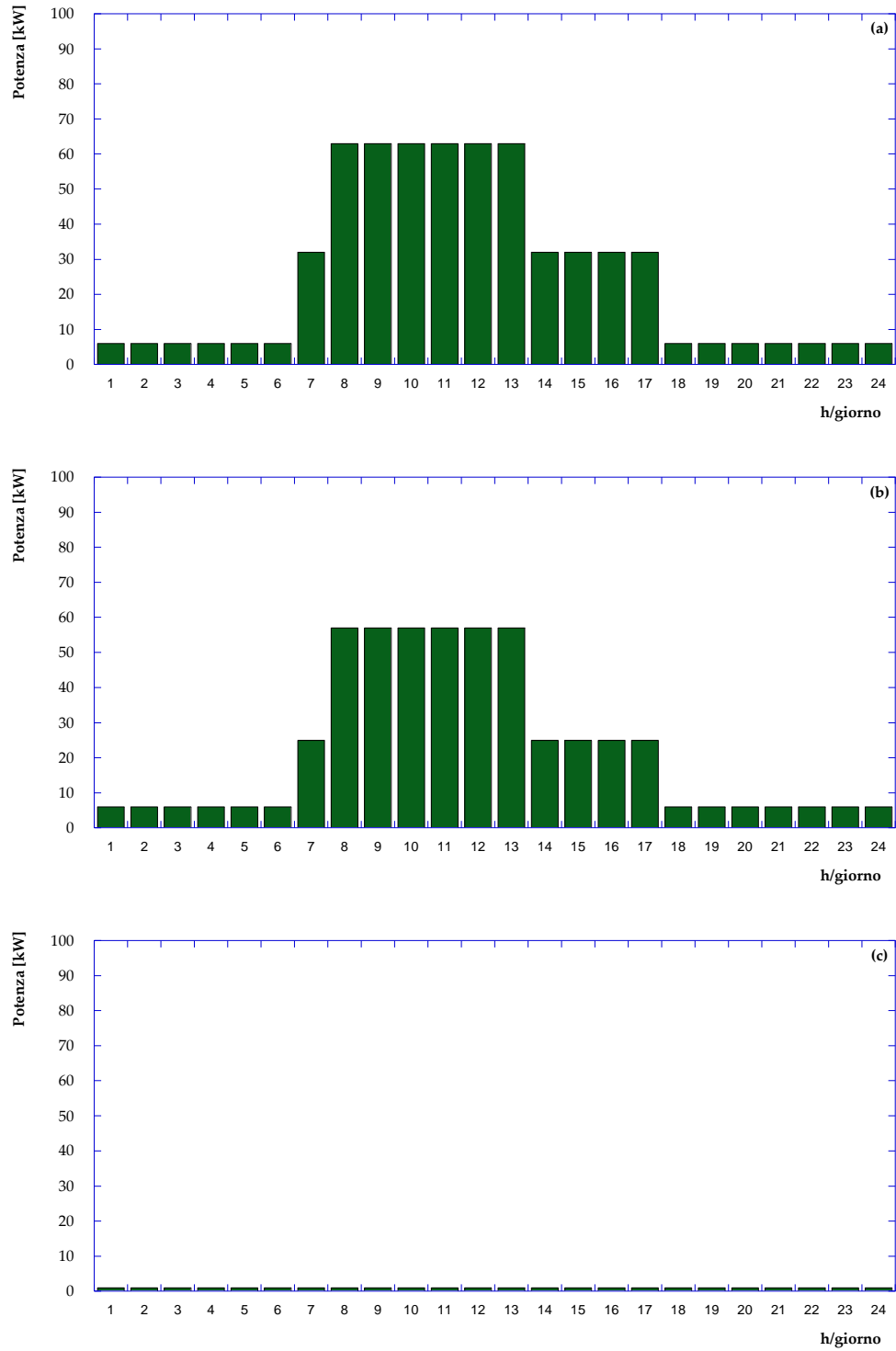


Figura B14 – Potenza elettrica richiesta– utenza 14 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

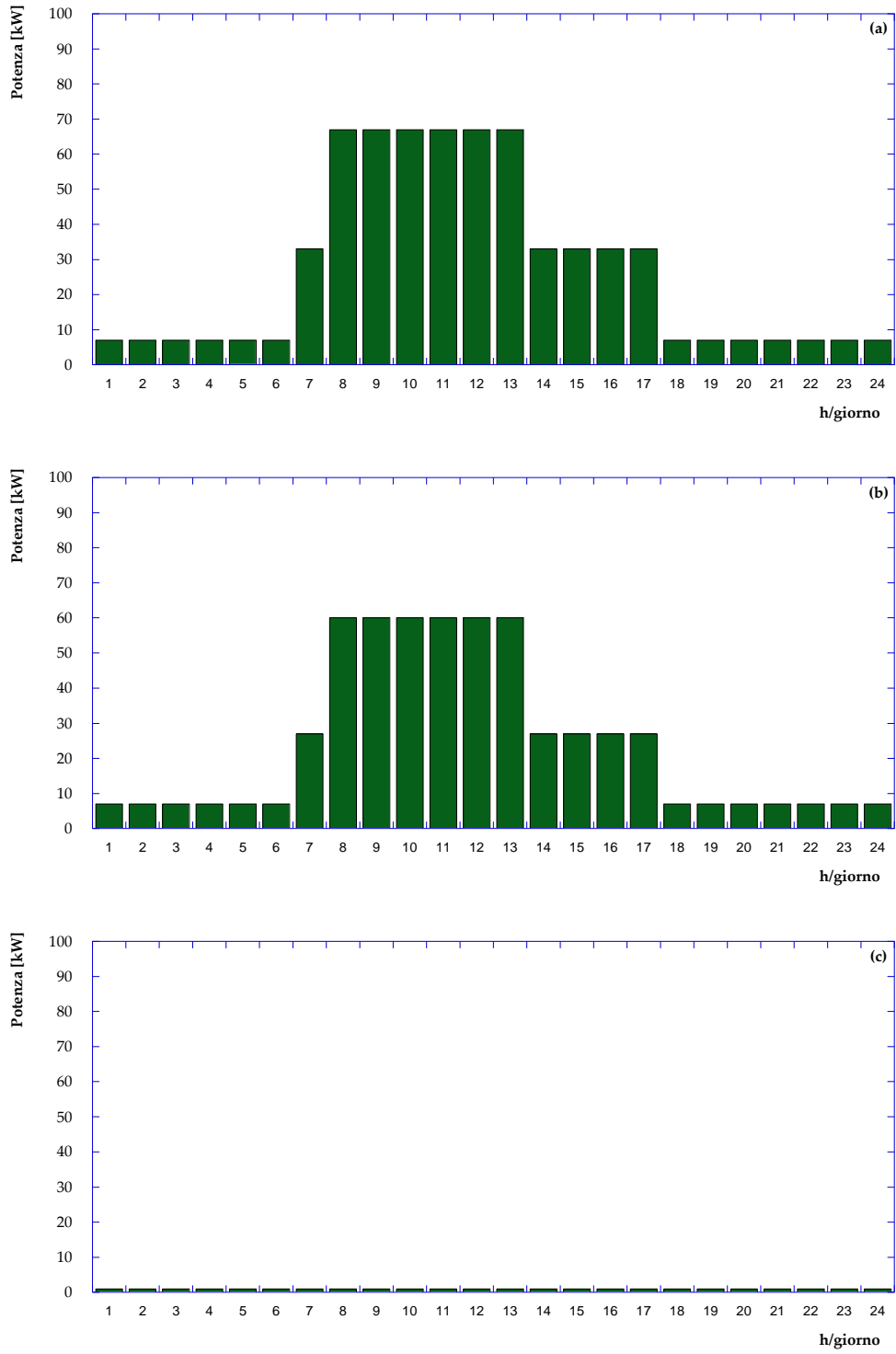


Figura B15 – Potenza elettrica richiesta– utenza 15 – nel giorno tipo (a) invernale, (b) di mezza stagione e (c) estivo

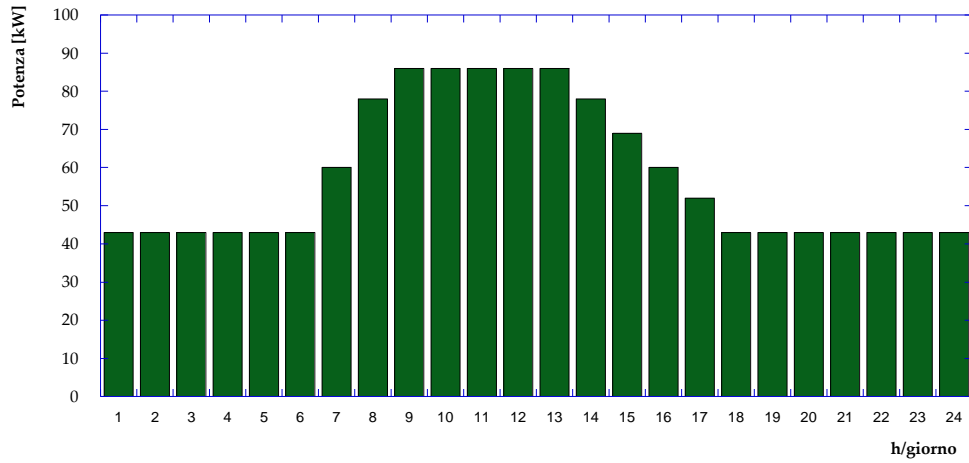


Figura B16 – Potenza elettrica richiesta– utenza 16 – nel giorno tipo invernale, di mezza stagione e estivo

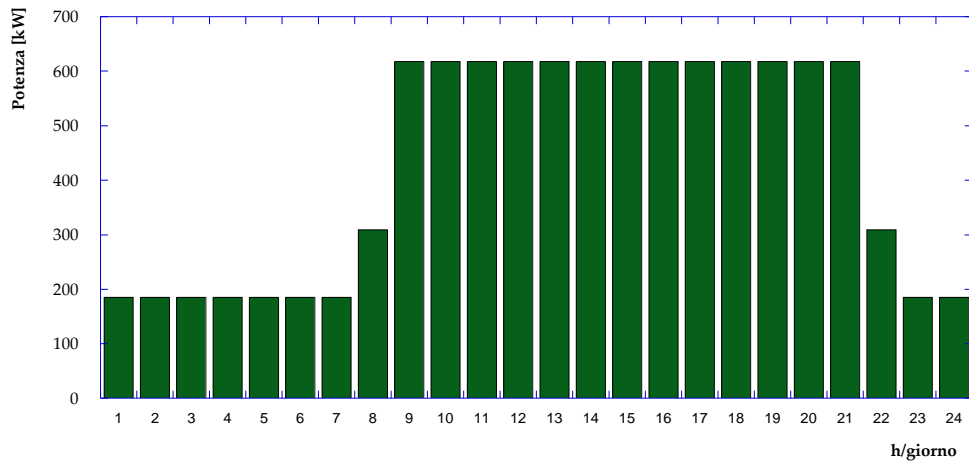


Figura B17 – Potenza elettrica richiesta– utenza 17 – nel giorno tipo invernale, di mezza stagione e estivo

17 Appendice C – Fabbisogni di potenza frigorifera delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento

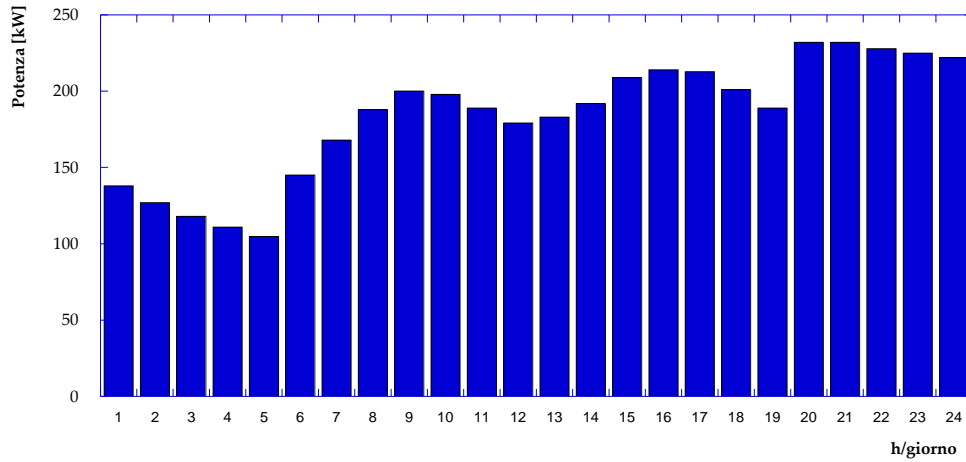


Figura C1 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 1 – nel giorno tipo estivo

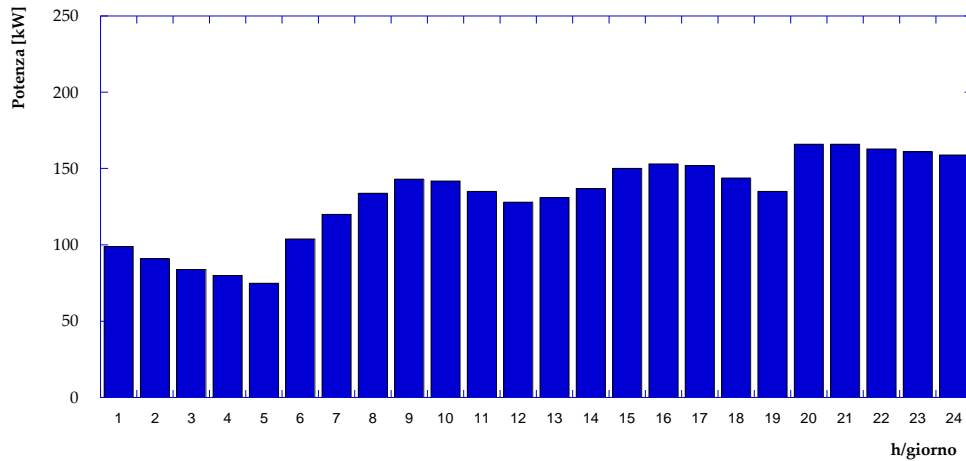


Figura C2 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 2 – nel giorno tipo estivo

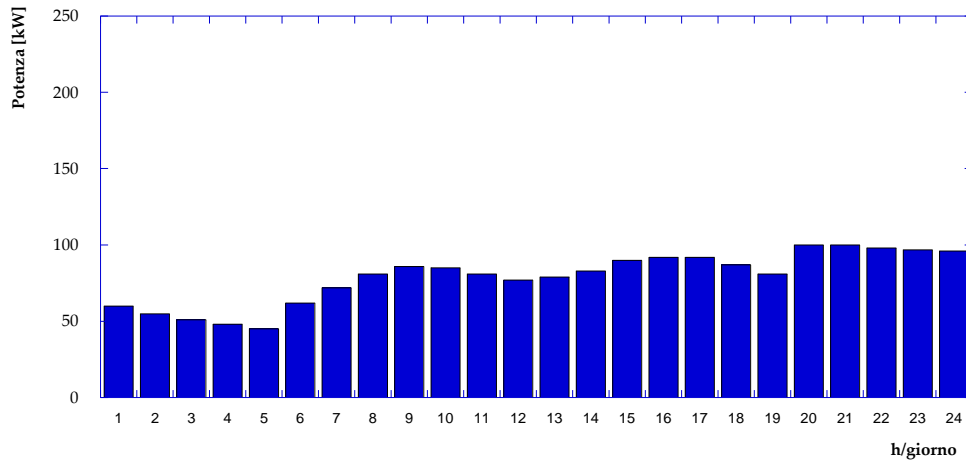


Figura C3 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 3 – nel giorno tipo estivo

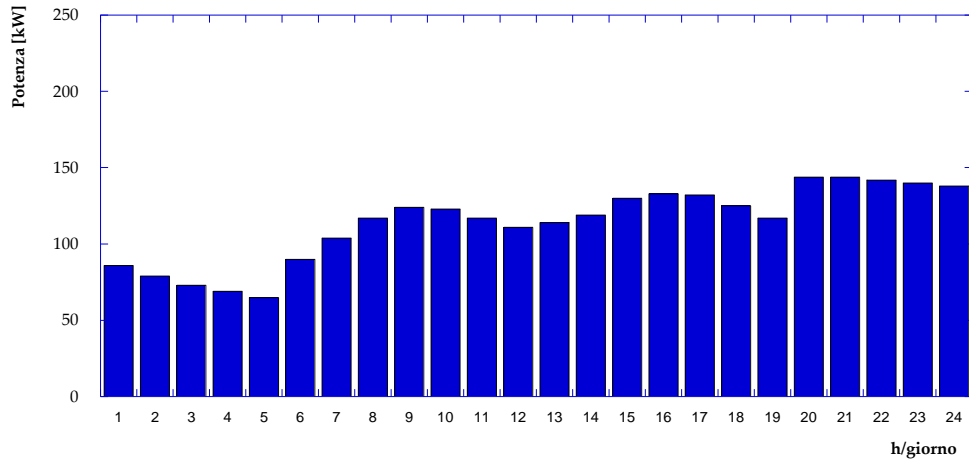


Figura C4 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 4 – nel giorno tipo estivo

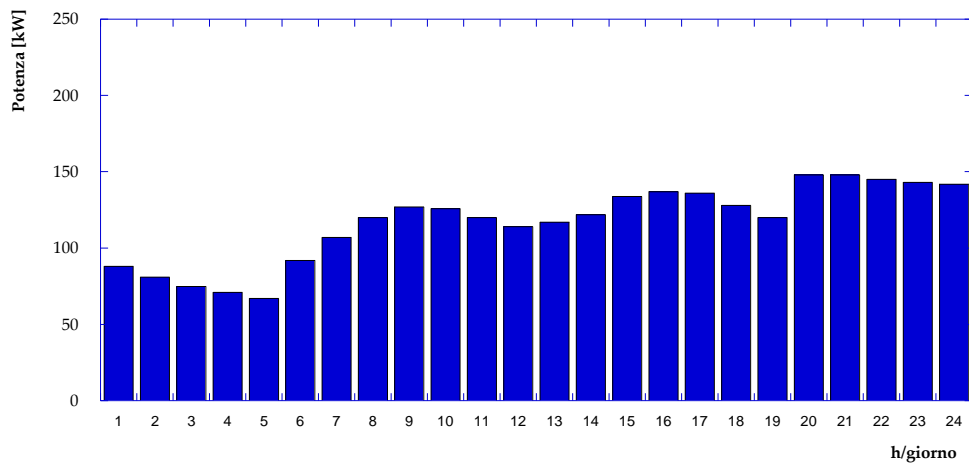


Figura C5 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 5 – nel giorno tipo estivo

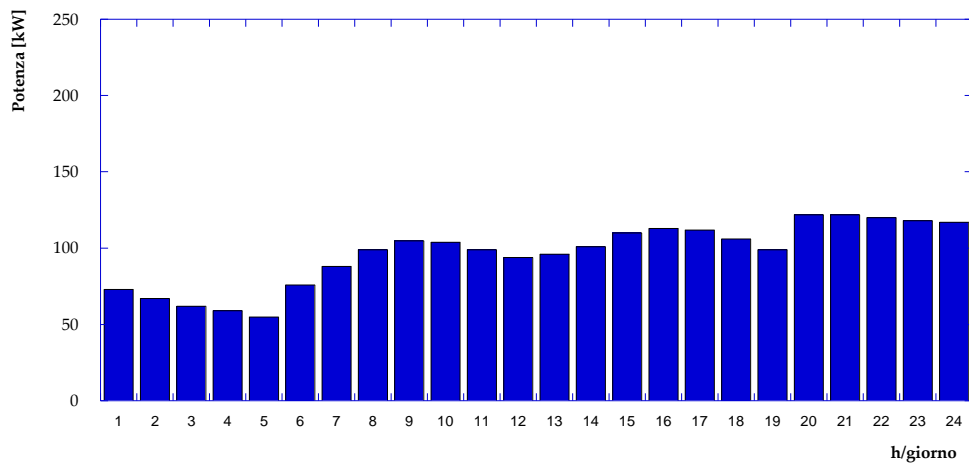


Figura C6 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 6 – nel giorno tipo estivo

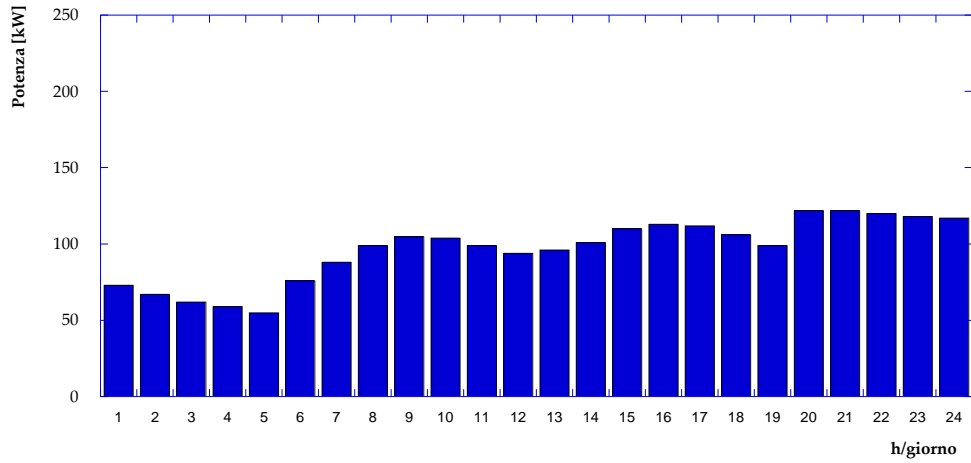


Figura C7 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 7 – nel giorno tipo estivo

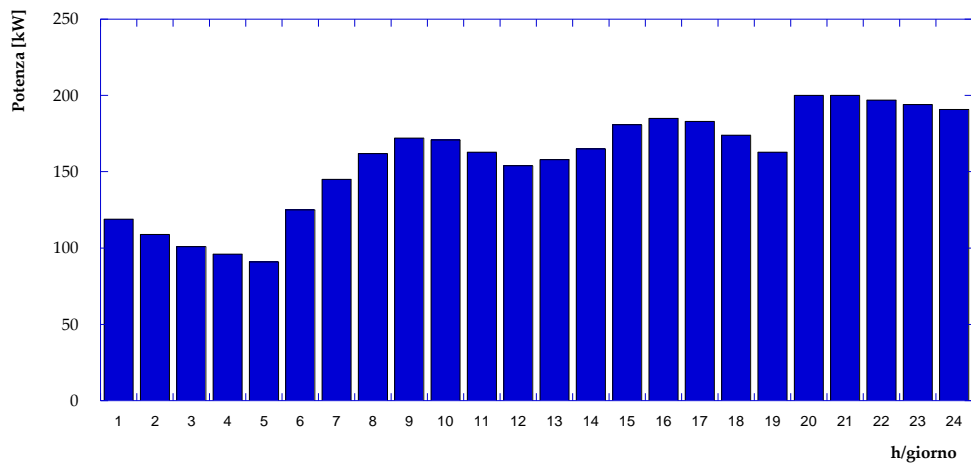


Figura C8 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 8 – nel giorno tipo estivo

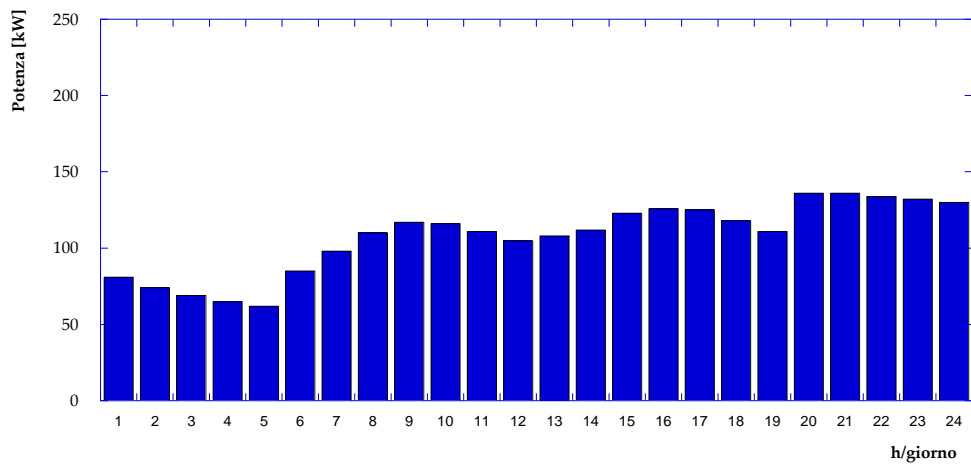


Figura C9 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 9 – nel giorno tipo estivo

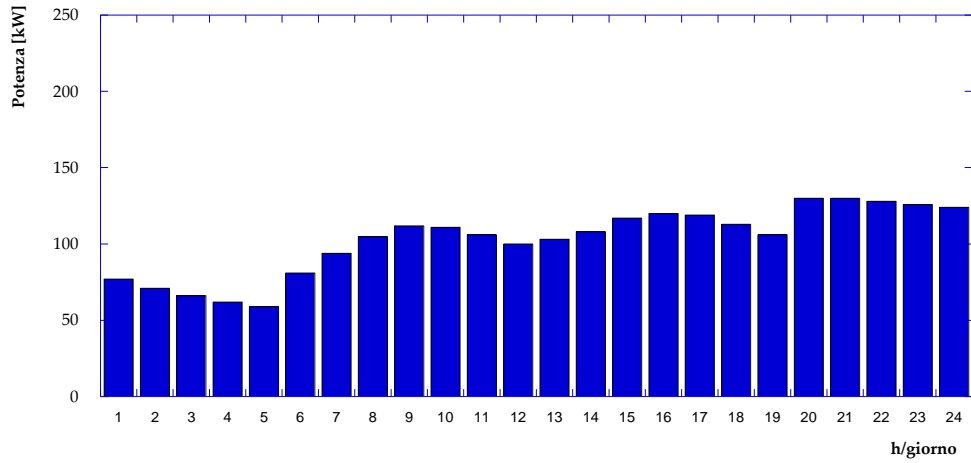


Figura C10 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 10 – nel giorno tipo estivo

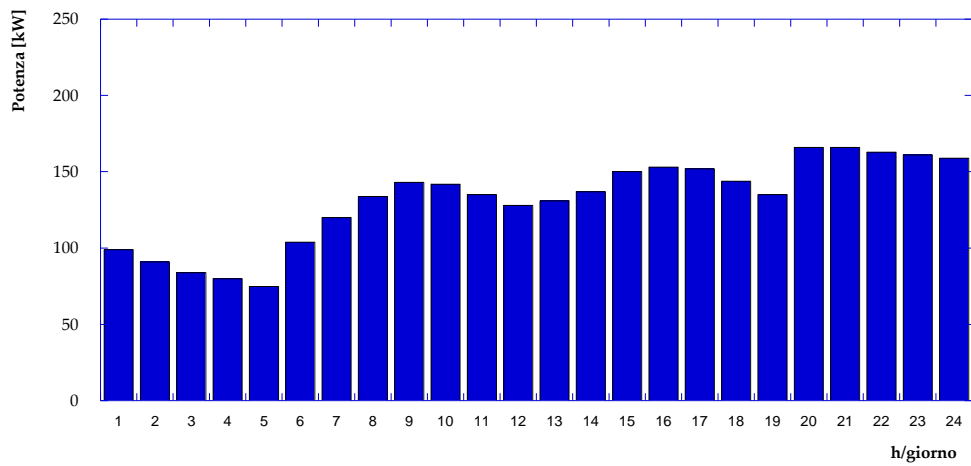


Figura C11 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 11 – nel giorno tipo estivo

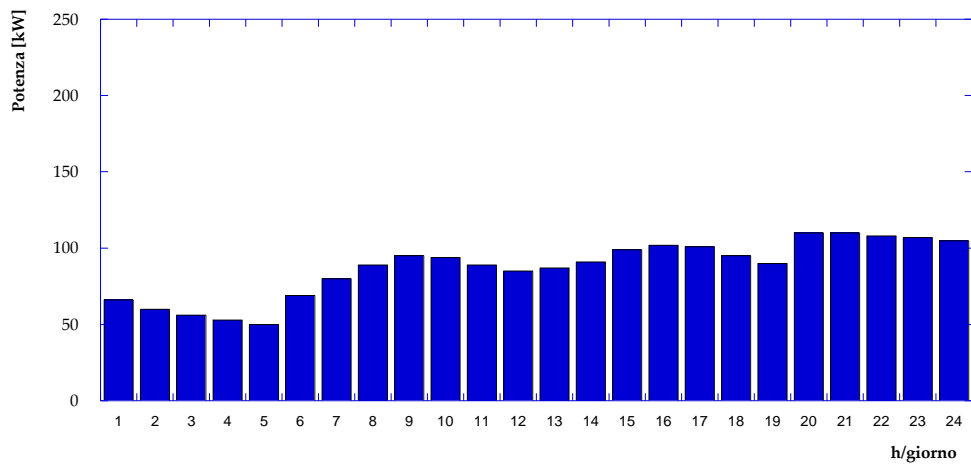


Figura C12 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 12 – nel giorno tipo estivo

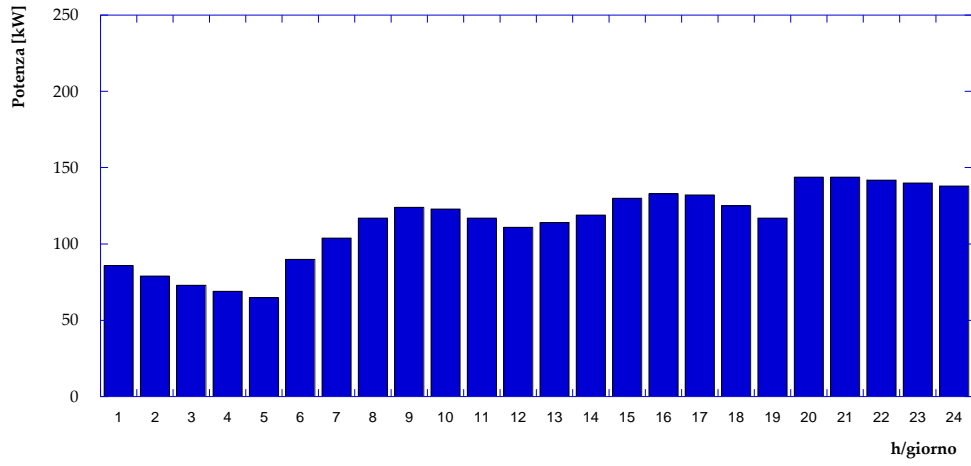


Figura C13 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 13 – nel giorno tipo estivo

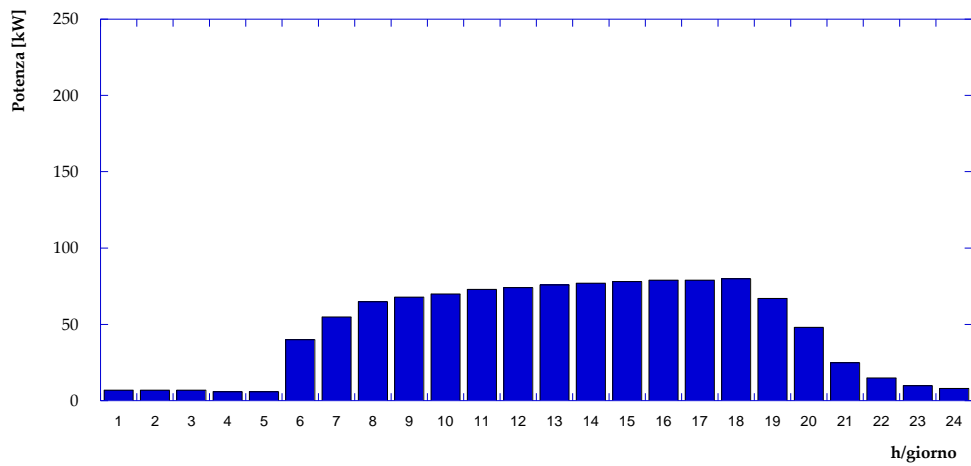


Figura C14 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 16 – nel giorno tipo estivo

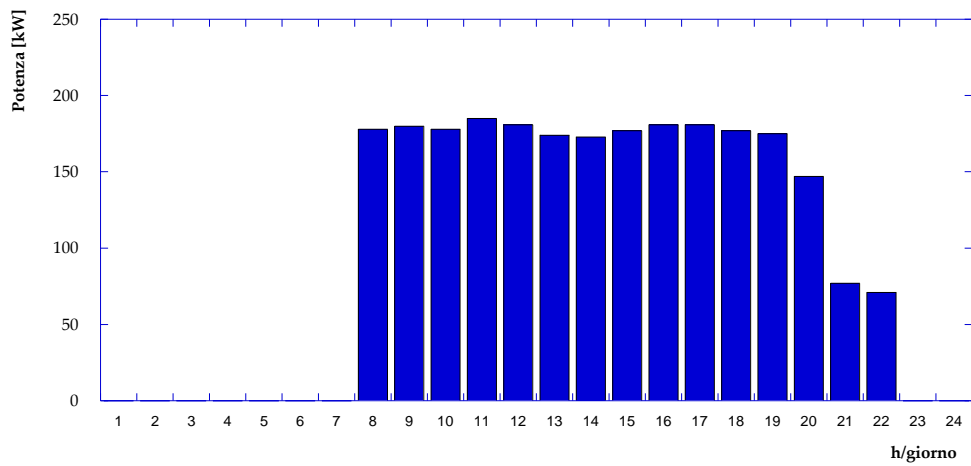


Figura C15 – Potenza frigorifera richiesta– utenza 17 – nel giorno tipo estivo