

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI BOLOGNA

Scuola di Ingegneria e Architettura
Corso di Laurea in Ingegneria Energetica Magistrale

DIN - Dipartimento di Ingegneria Industriale

Tesi di Laurea in

Sistemi Energetici Avanzati e Cogenerazione

STUDIO E OTTIMIZZAZIONE DI UNA
RETE DI TELERISCALDAMENTO AD
USO TRIGENERATIVO

Candidato:

Alessandro Brilloni

Relatore:

Ch.mo Prof. Michele Bianchi

Correlatori:

Ing. Francesco Melino

Ing. Maria Alessandra Ancona

A.A. 2015/2016 - III SESSIONE

Abstract

Questo elaborato di tesi è il risultato di uno studio svolto all'interno del Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna ed è finalizzato allo studio di soluzioni progettuali, strategie di controllo e ottimizzazione di una rete di teleriscaldamento in ambito trigenerativo. Attualmente, nell'area di studio considerata, che fa riferimento al quartiere di Corticella, situato a nord di Bologna, è presente una centrale termica in assetto cogenerativo. Questa è composta da un motore cogenerativo più caldaie ausiliarie ed è progettata per soddisfare il bisogno di energia termica per il riscaldamento durante il periodo invernale e la produzione di acqua calda sanitaria. L'energia elettrica prodotta è auto consumata per il pompaggio e per i sistemi ausiliari.

Lo scopo di questo studio è quindi quello di individuare una nuova configurazione per la rete che sia in grado di fornire l'energia termica necessaria per il raffrescamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria nel periodo estivo oltre che all'energia elettrica necessaria per l'autoconsumo. Si rende quindi necessario individuare delle strategie di controllo e ottimizzazione della rete capaci di rendere la rete di teleriscaldamento una rete smart, riducendo i consumi di carburante e quindi l'impatto sull'ambiente.

Le attività sopra descritte sono state condotte mediante l'impiego dei software IHENA 2.0 (*Intelligent Heat Energy Network Analysis* – per lo studio, simulazione ed ottimizzazione di reti di teleriscaldamento) ed EGO 1.0 (*Energy Grid Optimizer* – basato sull'applicazione di algoritmi genetici e finalizzato all'ottimizzazione della distribuzione del carico dei generatori di una rete energetica complessa) sviluppati dal Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna.

Nella prima parte dell'elaborato viene descritto lo scenario energetico italiano in modo da comprendere in maniera migliore le potenzialità della co/trigenerazione nel caso di una implementazione capillare nel settore dei sistemi di produzione italiano. Viene riassunto quindi un quadro dei consumi riguardanti i settori di interesse e uno sguardo alla situazione attuale delle centrali di cogenerazione. In fine viene presentata la rete di teleriscaldamento oggetto di studio.

Successivamente, il primo passaggio è stato quello di calcolare i fabbisogni di

energia frigorifera e termica per acqua calda sanitaria richiesta per ognuna delle utenze presenti nella rete di teleriscaldamento. Sono presenti tre diverse tipologie di edifici: residenziale, terziario ad uso sanitario e terziario ad uso commerciale.

Nell'ultima parte, con l'ausilio dei programmi HIENA ed EGO, si è proceduto alla simulazione di diverse configurazioni e scenari di produzione per la rete di teleriscaldamento e per la centrale: sono stati inseriti gruppi frigoriferi ad assorbimento o pompe di calore, connessi alla rete sistemi di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e valutato il funzionamento *off-grid*. In conclusione vengono analizzati e discussi i risultati dando anche uno sguardo all'aspetto economico e all'impatto ambientale dei sistemi energetici proposti.

Indice

Introduzione	1
1 Consumi energetici nello scenario Italiano	5
1.1 Direttive Europee e Scenario Energetico in Italia	5
1.2 Cogenerazione e TRL	8
1.3 Scenario 2013	11
1.3.1 Consumi Nazionali	11
1.3.2 Cogenerazione e TRL	14
2 La rete di Corticella	15
2.1 Le sottostazioni di scambio termico	18
2.2 La Centrale	20
3 Fabbisogno delle UtENZE	23
3.1 Residenziale	26
3.2 Terziario: Poliambulatorio	29
3.3 Terziario: Centro Commerciale	31
3.4 Gruppi ad Assorbimento	35
3.5 Carico Totale richiesto alla rete	39
4 HIENA ed EGO	41
4.1 Intelligent Heat Energy Network Analysis	41
4.2 Energy Grid Optimizer	46
4.2.1 Logica di funzionamento	46

5	Strategie per la gestione ottimizzata della centrale	53
5.1	Scenario 0	57
5.2	Scenario 1	61
5.3	Scenario 2	64
5.4	Considerazioni in itinere	69
5.5	Scenario 3.1	69
5.6	Scenario 3.2	72
5.7	Scenario 4	76
5.8	Scenario 5	81
5.8.1	Consumi elettrici	82
5.8.2	Risultati	85
6	Valutazioni Conclusive	89
6.1	Valutazioni Energetiche	90
6.2	Valutazioni Tecnico-Economiche	92
	Conclusioni	97
	Bibliografia	101

Elenco delle tabelle

1.1	Consumi nel settore residenziale in Italia (dati in ktep) nel 2013 distinti per uso e per fonte energetica	13
2.1	Elenco utenze servite dalla rete di teleriscaldamento di Corticella . . .	18
3.1	Valori assunti per il calcolo residenziale	27
3.2	Gruppi frigoriferi selezionati	38
3.3	Gruppi frigoriferi installati presso le utenze	39
4.1	Corrispondenza tra la numerazione delle utenze secondo il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e gli identificativi (IDN) attribuiti dal software IHENA	43
4.2	Input e condizioni al contorno per l'implementazione della rete nel software HIENA	43
5.1	Sistemi di generazione installati per ogni scenario	56
6.1	Accise civili ed industriali per il gas naturale	93
6.2	Parametri analisi economica	94
6.3	Costo totale del carburante	94

Elenco delle figure

1.1	Quadro Europeo della produzione da energia rinnovabili [17]	7
1.2	Efficienza energetica di un sistema convenzionale-produzione separata [12]	9
1.3	Efficienza energetica di un sistema di cogenerazione [12]	9
1.4	Efficienza energetica di un sistema di trigenerazione [12]	10
1.5	Consumi finali di energia divisi per settore	11
1.6	Suddivisione dei consumi per i settori esaminati, tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento (in rosso) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)	12
1.7	Divisione dei consumi per i settori esaminati tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento rilevanti (rosso), quella per riscaldamento e raffrescamento non rilevante (verde) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)	13
1.8	Energia termica erogata per settore(2013): ACS+Riscaldamento . . .	14
2.1	Posizione comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento	15
2.2	Composizione comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento	16
2.3	Schema della rete di teleriscaldamento di Corticella	17
2.4	Schema della sottostazione di scambio della rete di teleriscaldamento	19
2.5	Dettaglio del circuito secondario della sottostazione	19
2.6	Schema di efficienza della sottostazione	20
2.7	Curve di efficienza elettrica e termica del cogeneratore al variare del carico	22

2.8	Curva di efficienza termica della caldaia al variare del carico	22
3.1	Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata sul picco, della richiesta di ACS per una struttura di tipo ospedaliero	24
3.2	Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata sul picco, della richiesta di ACS per una struttura di tipo residenziale	24
3.3	Fabbisogno di picco per produzione ACS per ogni utenza	25
3.4	Fabbisogno giornaliero per raffrescamento per singola utenza di tipo residenziale	27
3.5	Fabbisogno giornaliero per produzione ACS per singola utenza di tipo residenziale	28
3.6	Richiesta totale di energia di un appartamento per ACS e condizionamento estivo	29
3.7	Fabbisogno giornaliero per raffrescamento per utenza di tipo ospedaliera	30
3.8	Fabbisogno giornaliero per produzione ACS per utenza di tipo ospedaliero	31
3.9	Richiesta totale di energia dell'utenza 16 per ACS e condizionamento estivo	31
3.10	Schema semplificato di una unità Roof Top (Fonte ASHRAE)	33
3.11	Fabbisogno giornaliero di <i>energia elettrica</i> per raffrescamento per utenza di tipo supermercato	33
3.12	Fabbisogno giornaliero di <i>energia termica</i> per raffrescamento per utenza di tipo supermercato	34
3.13	Schema ciclo frigorifero ad assorbimento [21]	37
3.14	Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete	40
3.15	Potenza elettrica totale richiesta dalle utenze alla rete	40
4.1	Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software HIENA2.0	44
4.2	Fabbisogno di energia termica nel periodo invernale richiesta alla rete dalle utenza	45
4.3	Fabbisogno di energia termica nel periodo estivo richiesta alla rete dalle utenza	45
4.4	Schema rappresentativo della smart grid ottimizzata in EGO [4]	47
4.5	Schema rappresentativo delle codice di calcolo di EGO [4]	52

5.1	Riproduzione schematica dello scenario 0	58
5.2	Scenario 0: potenza elettrica prodotta dal cogeneratore	59
5.3	Scenario 0: potenza elettrica acquistata dalla rete	59
5.4	Scenario 0: potenza termica prodotta in centrale	60
5.5	Scenario 0: potenza termica introdotta con il combustibile	60
5.6	Scenario 1: Carico, espresso in percentuale, del cogeneratore	62
5.7	Scenario 1: Flusso di potenza elettrica nella rete di Corticella	62
5.8	Scenario 1: potenza termica prodotta in centrale	63
5.9	Scenario 1: potenza termica introdotta con il combustibile	63
5.10	Riproduzione schematica dello scenario 2	65
5.11	Produzione di energia elettrica da fotovoltaico: inclinazione 30° sud e superficie di 1680 m^2	66
5.12	Produzione di energia termica da solare: inclinazione 30° sud e super- ficie di 300 m^2	66
5.13	Scenario 2: Carico, espresso in percentuale, del cogeneratore	67
5.14	Scenario 2: Flusso di potenza elettrica nella rete di Corticella	67
5.15	Scenario 2: Potenza termica prodotta in centrale	68
5.16	Scenario 2: Potenza introdotta con il combustibile in centrale	68
5.17	Riproduzione schematica dello scenario 3.1	70
5.18	Scenario 3.1: Carico del cogeneratore	71
5.19	Scenario 3.1: Potenza elettrica prodotta dal cogeneratore	71
5.20	Scenario 3.1: Potenza termica prodotta in centrale	72
5.21	Scenario 3.1: Potenza introdotta con il combustibile in centrale	72
5.22	Riproduzione schematica dello scenario 3.2	73
5.23	Scenario 3.2: Carico del Cogeneratore	74
5.24	Scenario 3.2: Potenza elettrica prodotta dal cogeneratore	74
5.25	Scenario 3.2: Potenza termica prodotta in centrale	75
5.26	Scenario 3.2: Potenza introdotta con il combustibile in centrale	75
5.27	Riproduzione schematica dello scenario 4	76
5.28	Scenario 4: Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete	77
5.29	Scenario 4: Potenza elettrica totale richiesta dalle utenze alla rete	78
5.30	Scenario 4: Carico del Cogeneratore	79
5.31	Scenario 4: Potenza termica prodotta in centrale	79

5.32	Scenario 4: Potenza elettrica prodotta in centrale	80
5.33	Scenario 4: Potenza introdotta con il combustibile in centrale	81
5.34	Riproduzione schematica dello scenario 5	82
5.35	Alcuni parametri del software H.E.L.P. Calculator	83
5.36	Consumi elettrici giornalieri di una singolo appartamento per un gior- no tipo estivo	84
5.37	Fabbisogno elettrico giornaliero totale delle utenze connesse alla centrale	85
5.38	Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete	85
5.39	Carico del Cogeneratore	86
5.40	Potenza elettrica prodotta in centrale dal Cogeneratore	87
5.41	Potenza termica prodotta in centrale	87
5.42	Potenza introdotta con il combustibile in centrale	88
6.1	Consumo di combustibile in <i>kWh</i> per una giornata tipica estiva . . .	91
6.2	Energia elettrica acquistata giornalmente dalla rete	92
6.3	Costo totale giornaliero per la produzione di energia in centrale . . .	95

Introduzione

Le tematiche legate alle politiche energetiche e all'impatto che queste hanno sull'ambiente stanno assumendo oggi giorno una rilevanza sempre più importante a livello mondiale. Questo principalmente perché la popolazione mondiale sta crescendo e insieme a questo anche la domanda energetica è in crescita a ritmi del $1,4\%/anno$ [3].

L'*International Energy Outlook 2016* mette in risalto sette punti chiave dello scenario energetico mondiale [3]:

- Il consumo energetico mondiale è cresciuto da 549 quadrilioni di Btu nel 2012 a 629 quadrilioni di Btu nel 2020 (Btu-British Thermal Unit-, $1BTU = 1,055kJ$). Paesi non OCSE (incluse Cina e India) sono responsabili per più della metà di questo incremento.
- Il settore industriale continua a rappresentare la quota maggiore della produzione consumo di energia consumando più della metà dell'energia globalmente fornita nel 2040.
- L'energia rinnovabile è la fonte di energia in più rapida crescita nel mondo, con un incremento del $2,6\%/anno$; cresce l'energia nucleare del $2,3\%/anno$, dal 4% del totale globale 2012 al 6% nel 2040.
- I combustibili fossili continueranno a fornire più di tre quarti del consumo globale di energia 2040.
- Tra i combustibili fossili, il gas naturale cresce più velocemente. Entro il 2030, il gas naturale supererà il carbone attestandosi come seconda fonte di energia del mondo.

-
- Nel 2012, il carbone ha fornito il 40% della produzione netta totale del mondo. Entro il 2040, carbone, gas naturale ed energie rinnovabili contribuiranno all'incirca in parti uguali (28-29%) alla produzione mondiale.
 - Con le politiche e le normative vigenti, le emissioni di diossido di carbonio legate alla produzione energetica in tutto il mondo saliranno da circa 32 miliardi di tonnellate nel 2012 a 36 miliardi di tonnellate nel 2020 e successivamente a 43 miliardi di tonnellate nel 2040, con un aumento del 34%.

Leggendo questi numeri è facile comprendere quanto sia importante il tema dell'efficienza energetica e della riduzione dei consumi energetici. Di sicuro l'Europa non è rimasta a guardare e già da tempo sta mettendo in atto politiche e normative per il graduale ammodernamento degli impianti di produzione, per la riduzione dei consumi e l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili. L'Unione Europea ha infatti approvato nel Marzo 2009, con la Direttiva 2009/29/CE [15], il pacchetto "*Clima-Energia 20/20/20*" che tratta di efficienza, emissioni e produzione da fonti rinnovabili.

La riduzione dei consumi non passa solo dall'efficienza ma anche dalle modalità di approvvigionamento, poiché il trasporto di energia è sempre accompagnato da perdite e da dispendio di energia. Riguardo ciò, in Italia è ben noto il problema della dipendenza energetica: il nostro paese importava nel 2011 ben l'81% dell'energia totale consumata (fonte Eurostat). Benché negli ultimi anni la produzione interna sia aumentata, il problema non è stato di certo eliminato.

Molte sono le soluzioni tecnologiche proposte e solo un mix sinergico di queste potrà portare ad un impatto considerevole sulla riduzione dei consumi e delle emissioni. Messa in evidenza anche nella direttiva "*Clima-Energia 20/20/20*", una delle soluzioni proposte tra i sistemi innovativi di produzione di energia volti a ridurre la dipendenza energetica e le emissioni nell'ambiente attraverso l'aumento dell'efficienza, è la cogenerazione. Questa consiste nella produzione contemporanea di energia elettrica e calore, attraverso un unico dispositivo di produzione permette rendimenti fino al 85% e quindi una notevole riduzione dei consumi.

Un altro tema molto rilevante riguarda la gestione ottimizzata di reti complesse di distribuzione dell'energia, il quale rappresenta uno dei temi di ricerca e sviluppo più attivi per quanto riguarda la gestione delle risorse. Queste reti prendono il nome

di *Smart Grid*. Sia a livello nazionale che internazionale esistono numerosi studi finalizzati alla gestione ed ottimizzazione di queste reti intelligenti, ma tali contributi sono perlopiù incentrati sulla gestione dei soli flussi elettrici e dello sviluppo di sistemi e tecnologie per l'accumulo volti all'integrazione nella rete di fonti energetiche rinnovabili, uno su tutti, il fotovoltaico.

Sono ancora carenti invece la ricerca e lo sviluppo di strategie di gestione che permettano di considerare in maniera ottimizzata contemporaneamente tutti i possibili flussi di energia (elettrica, termica, frigorifera, del combustibile) in presenza di generazione distribuita (sia rinnovabile che a combustibile fossile) così come lo studio della possibilità di riconversione delle reti esistenti di teleriscaldamento.

Questo lavoro di tesi si inserisce proprio tra queste tematiche: l'obiettivo è quello di studiare e proporre schemi di produzione di energia ottimizzata partendo da una rete di produzione complessa già esistente (soluzione tipica di una *Smart Grid*) che produce energia attraverso una centrale termica in assetto cogenerativo. L'ulteriore passo proposto in questo elaborato è la trasformazione della rete di teleriscaldamento in una rete in assetto *trigenerativo*.

La trasformazione della rete in assetto trigenerativo, che permette la produzione di energia termica *fredda* per la climatizzazione estiva, e l'implementazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili, supportate da una strategia energetica volta all'ottimizzazione delle risorse, permetterà un notevole risparmio non solo in ambito energetico ma anche economico e consentirà la riduzione dell'immissione di inquinanti nell'ambiente per *kWh* di energia prodotta. Di conseguenza verranno aumentate nel corso dell'anno le ore di accensione della centrale di cogenerazione potendo così rientrare più facilmente nelle normative vigenti in tema di *Cogenerazione ad Alto Rendimento-CAR-* e la rete elettrica nazionale risulterà potenzialmente meno congestionata potendo sfruttare al meglio le diverse risorse impiegate per la produzione elettrica.

Di certo questa soluzione tecnologica non può rappresentare l'unica via, né rappresenta il *Breakthrough Tecnologico* di cui avremo molto bisogno, ma apre la strada verso una gestione ottimizzata del combustibile per la produzione del *comfort termico* durante le diverse stagioni e verso una concezione diversa di intendere la produzione di energia nella città. Questo lavoro di tesi vuole quindi porre delle basi concrete e numeriche, sulla base della conversione di un impianto già esistente, che

potranno essere presi come punto di partenza per studi e sviluppi futuri.

Capitolo 1

Consumi energetici nello scenario Italiano

La trigenerazione, e ancor prima la cogenerazione, sono tecnologie di rilevante importanza poiché permettono rendimenti utili dei sistemi energetici molto al di sopra di quelli delle centrali convenzionali, con valori fino a 85%, e di conseguenza un notevole risparmio energetico. Ma per comprendere meglio le potenzialità di queste tecnologie, in questo capitolo è riassunto un quadro dei consumi Italiani riguardanti i settori di interesse e uno sguardo alla situazione attuale delle centrali di cogenerazione.

1.1 Direttive Europee e Scenario Energetico in Italia

Il tema del risparmio energetico e dell'aumento dell'efficienza dei sistemi energetici non è un argomento che interessa solo l'ambiente o le economie dei singoli stati. L'Unione Europea ha infatti approvato nel Marzo 2009, con la Direttiva 2009/29/CE [15], il pacchetto "*Clima-Energia 20/20/20*" entrato effettivamente in vigore a Gennaio 2013 e che segna gli obiettivi che la comunità europea deve raggiungere entro il 2020:

- Riduzione del 20% dell'emissione di gas serra, in particolare CO₂ (rispetto ai dati registrati nel 1990)
- Alzare al 20% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili
- Riduzione dei consumi dei sistemi energetici del 20%

Le principali misure da attuare, indicate dalla commissione europea, per il raggiungimento degli obiettivi previsti possono essere quindi riassunte:

- Revisione dello schema per lo scambio delle quote di emissione dei gas serra con un'estensione dello scambio in modo da ridurre le emissioni stesse
- Promozione del sistema "Effort sharing extra EU-ETS" che regola la riduzione delle emissioni in quei settori in cui non è possibile lo scambio di quote di emissione, come edilizia, trasporti, agricoltura. Per l'Italia è stata assegnata una riduzione al 13%
- Promozione dello sviluppo per tecnologie CCS-Carbon Capture and Storage, per la riduzione della presenza di CO₂ nell'aria
- Incremento della produzione da fonti rinnovabili al 20% per la copertura dei consumi finali europei. Questo obiettivo è considerato vincolante per gli stati dell'Unione Europea ed è stato fissato ad una quota pari al 17% per l'Italia.
- Nuovi limiti di emissione di CO₂ per il settore dei trasporti su ruota
- Miglioramento dei combustibili e del loro processo produttivo con una riduzione globale del 6% di emissione di CO₂
- Vengono rafforzate le misure in vigore riguardanti la generazione combinata di elettricità e calore (Cogenerazione)

Per quanto riguarda il raggiungimento della quota sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, l'Italia ha già raggiunto il suo obiettivo del 17% nel 2014, come confermato nel "Progress Report 2015" del GSE-Gestore Servizi Energetici- che attesta la produzione italiana al 17,1% a fine 2014. Un quadro della situazione europea è mostrato in Figura1.1.

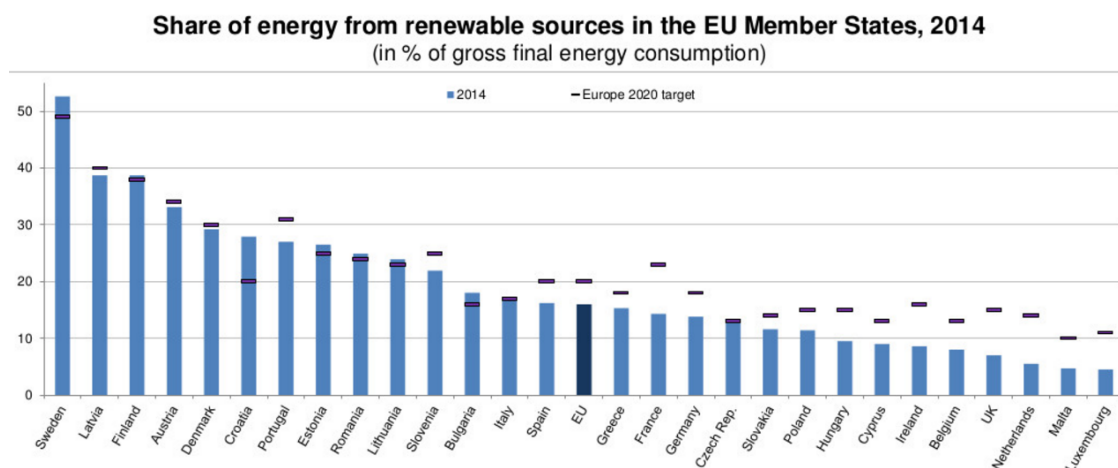


Figura 1.1: Quadro Europeo della produzione da energia rinnovabili [17]

A seguito dell'entrata in vigore delle direttive europee si è reso quindi necessario delineare un quadro di sviluppo per il paese. Nel documento “SEN-Strategia Energetica Nazionale” risalente al Marzo 2013 [22], e prima ancora e prima ancora nella “Direttiva Europea 2012/27/UE” all'articolo 14 riguardante “Efficienza nella fornitura dell'energia” [16], viene tenuto in forte considerazione il contributo che lo sviluppo delle tecnologie per la cogenerazione CAR, teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti (TLR) possono dare all'efficienza energetica e alla riduzione dei consumi e delle emissioni climalteranti.

Infatti, nella direttiva europea del 2012 [16], viene sottolineato come la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e le reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento svolgano un ruolo importante per le possibilità di risparmio di energia primaria, ma che ad oggi sono largamente inutilizzate nell'Unione. E' quindi opportuno svolgere un'analisi del potenziale tecnico ed economico di tali soluzioni tecnologiche, volte alla loro diffusione secondo criteri di efficacia ed efficienza. In accordo a ciò, la SEN, afferma che il sostegno pubblico deve puntare sia allo sviluppo di nuove installazioni, in particolare di piccole dimensioni, sia alla sostituzione e al rifacimento di impianti esistenti verso tecnologie ed assetti a più alto rendimento. Per quello che riguarda le potenzialità offerte da queste tecnologie, sempre nel documento sulla strategia energetica nazionale, si afferma come esse non siano sfruttate appieno. Per tale motivo, sono ritenuti necessari interventi che incoraggino l'applicazione di queste tecnologie.

1.2 Cogenerazione e TRL

La cogenerazione e la trigenerazione, si attestano quindi tra le tecnologie che più possono essere sfruttate per l'aumento dell'efficienza dei sistemi di produzione dell'energia e di conseguenza per il risparmio energetico.

Per cogenerazione si intende la produzione simultanea di energia elettrica ed energia termica mediante la stessa apparecchiatura e il medesimo quantitativo di combustibile iniziale. Per effettuare la cogenerazione si parte quindi da un motore primo, come un motore a combustione interna (MCI) ad esempio, che sia in grado di produrre potenza meccanica da trasformare in energia elettrica e del quale si riesca a recuperare il calore di scarto di tale processo, che altrimenti andrebbe disperso in ambiente. Tradizionalmente la produzione di energia elettrica avveniva in impianti termoelettrici che seguivano l'andamento della richiesta elettrica, poiché era considerato un vettore energetico più prezioso del calore, mentre parte dell'energia termica prodotta in eccesso veniva dispersa in ambiente. Con lo sviluppo della cogenerazione, nei primi anni, viene mantenuta la stessa logica di funzionamento.

Attualmente invece, con lo sviluppo di nuove tecnologie, soprattutto per la produzione di energia elettrica, questa logica di funzionamento viene spesso invertita. Il sistema cogenerativo viene perciò dimensionato in base al fabbisogno termico e l'eccesso di energia elettrica prodotta viene immessa nella rete nazionale. Le dispersioni di energia risultano quindi notevolmente minori rispetto ad impianti tradizionali e di conseguenza il rendimento totale dell'impianto aumenta mentre l'acquisto di combustibile nel caso di produzione da impianti separati diminuisce, come mostrato in Figura 1.2 e in Figura 1.3.

Per la maggior parte degli impianti di cogenerazione però, un problema non indifferente è la potenzialità di impiego durante tutto l'anno. In particolare la domanda di energia termica durante il periodo estivo cala drasticamente e di conseguenza anche il carico al motore e le ore di funzionamento. Per questo motivo a volte è preferibile fermare la produzione in cogenerazione e acquistare energia termica e elettrica dalle reti nazionali.

La trigenerazione rende possibile lo sfruttamento del calore anche durante il periodo estivo avendo la possibilità di produrre acqua a bassa temperatura che può essere usata sia in processi industriali che per la climatizzazione degli ambienti.

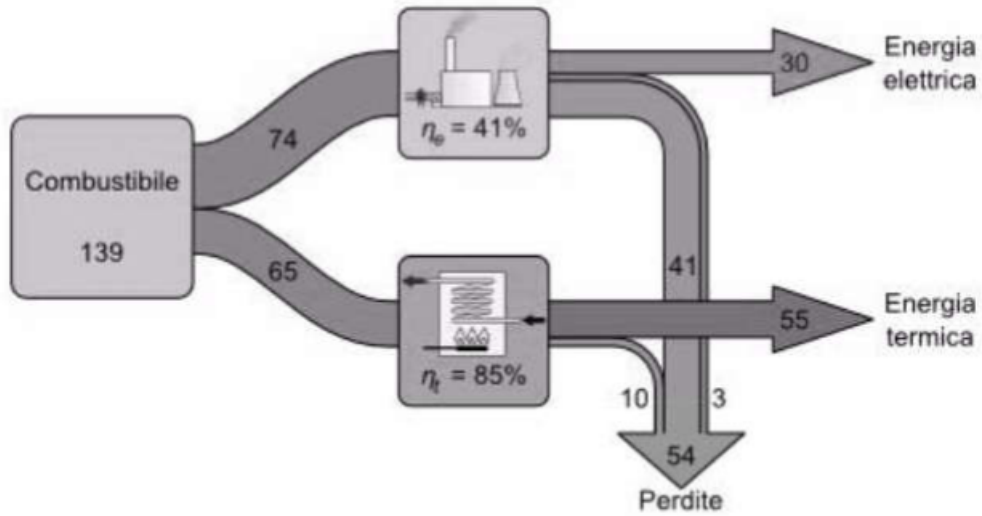


Figura 1.2: Efficienza energetica di un sistema convenzionale-produzione separata [12]

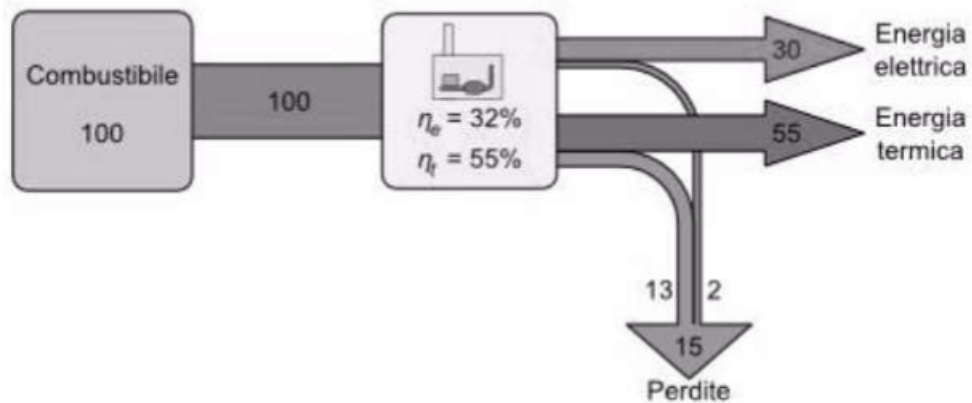


Figura 1.3: Efficienza energetica di un sistema di cogenerazione [12]

Uno schema dell'efficienza energetica di un impianto trigenerativo è presentato in Figura 1.4. La trasformazione dell'energia termica in energia frigorifera è possibile grazie all'installazione di *gruppi frigoriferi ad assorbimento*. Questi necessitano di una fonte di calore per poter separare le fasi dei due fluidi al suo interno, che ricombinandosi sottraggono calore all'ambiente da climatizzare grazie ad una reazione endotermica, producendo così energia frigorifera-questo verrà meglio spiegato nei capitoli successivi-

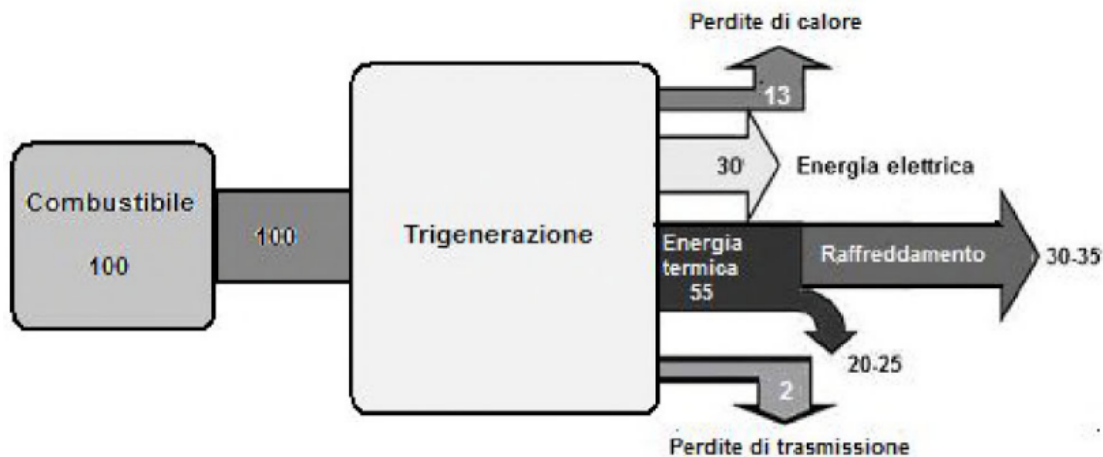


Figura 1.4: Efficienza energetica di un sistema di trigenerazione [12]

Naturalmente questa tecnologia ha dei costi di investimento più alti della sola cogenerazione ma può vantare:

- Produzione contemporanea e congiunta di tre diverse forme di energia, quindi a costi minori
- Maggiore rendimento complessivo rispetto alle grandi centrali termoelettriche
- Produzione da un unico impianto
- Priorità di dispacciamento dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale

Di sicuro questo tipo di tecnologia può essere applicata con più profitti a quei processi che hanno costante bisogno di energia termica, come processi industriali e chimici.

In abbinamento queste tecnologie troviamo spesso le reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento: queste consistono in una rete di tubazioni che consentono la distribuzione di energia termica, proveniente da una o più fonti, verso molteplici edifici, per soddisfare la richiesta di riscaldamento degli ambienti, la fornitura di acqua calda sanitaria, o ancora energia termica per processi di lavorazione vari. Nel caso di una rete di teleraffreddamento verrà condotto all'interno della rete un vettore energetico a bassa temperatura, utile soprattutto per la climatizzazione estiva degli ambienti.

1.3 Scenario 2013

Per meglio comprendere le dimensioni e il contributo che la cogenerazione, insieme al teleriscaldamento e teleraffrescamento, possono apportare al sistema energetico nazionale, di seguito riportiamo alcuni dei dati ufficiali contenuti nel report del Gestore dei Servizi Energetici-GSE- riferito a dati elaborati per l'anno 2013 [19].

1.3.1 Consumi Nazionali

Nel 2013 l'Italia ha consumato circa $160Mtep$ lordi di energia. La produzione interna nazionale di fonti primarie, che comprende petrolio grezzo, gas naturale e fonti rinnovabili, copre circa il 23% del totale del consumo lordo interno ed è costituito principalmente da fonti rinnovabili con $23,5Mtep$. In seguito, nel processo di trasformazione delle fonti primarie in fonti secondarie le perdite di trasformazione si attestano intorno a $24,85Mtep$.

In fine, gli usi finali di energia per il fabbisogno italiano risultano, dopo ulteriori perdite, pari a circa $118,7Mtep$ (formati dall'impiego di fonti primarie non avviate a trasformazione e di fonti secondarie) così divisi in Figura 1.5.

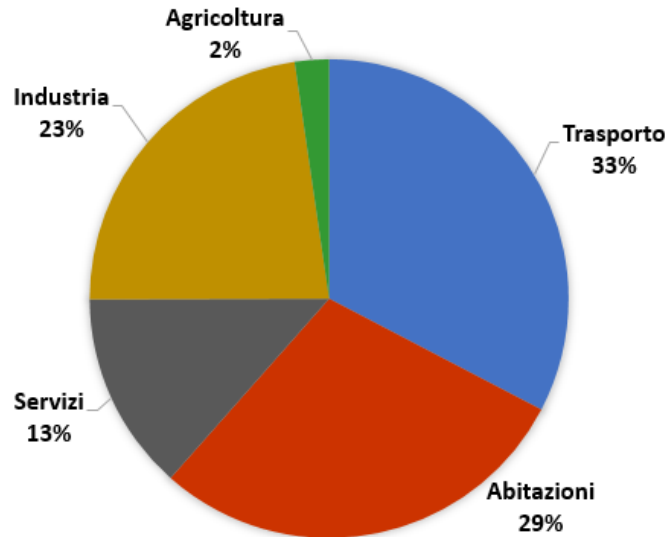


Figura 1.5: Consumi finali di energia divisi per settore

Andando ad analizzare solo i consumi per riscaldamento e raffrescamento, che sono quelli di maggiore interesse per comprendere lo scenario in cui si sviluppano

la cogenerazione e la trigenerazione, nei diversi settori come industria, residenziale, agricoltura e servizi, notiamo che questi rappresentano il 71% dei consumi energetici complessivi dei settori analizzati, con un consumo di circa 62,4Mtep. I valori sono riportati in Figura1.6.

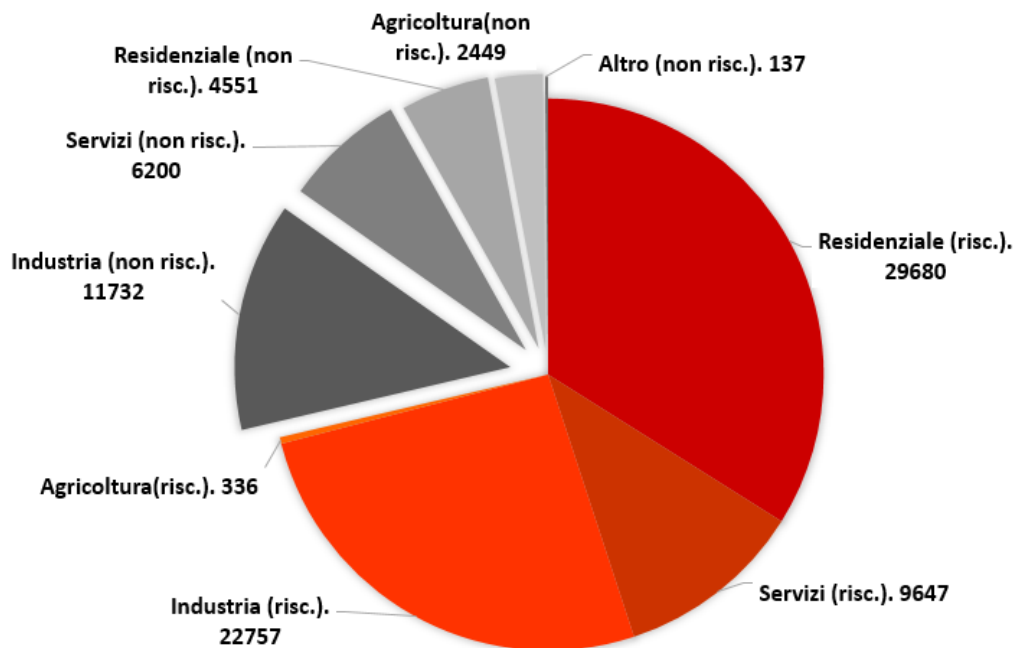


Figura 1.6: Suddivisione dei consumi per i settori esaminati, tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento (in rosso) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)

Per quanto riguarda il solo settore residenziale, una quota pari al 87% dei consumi totali del settore è dedicato al riscaldamento e al raffreddamento. In Tabella1.1 troviamo la suddivisione dei consumi distinti per uso.

Come si può notare dalla tabella sopra, nel precedente grafico in Figura1.6, è compreso anche un quantitativo di energia che non è rilevante per il nostro studio, quale ad esempio l'energia destinata ad "uso cucina". L'energia effettiva che dobbiamo andare quindi a considerare, al netto della componente per il riscaldamento che non è di nostro interesse troviamo i dati riportati in Figura1.7. Si considerano quindi in definitiva 59023 ktep di energia necessaria per il riscaldamento e il raffreddamento.

Tabella 1.1: Consumi nel settore residenziale in Italia (dati in ktep) nel 2013 distinti per uso e per fonte energetica

	prodotti petroliferi	gas naturale	carbone	energia elettrica	calore derivato	RNP	Tot
Risc.e Raff.	2709	18073	0	1209	931	6759	29680
–Clim. Invernale	2159	14991	0	377	813	6560	24900
–Clim. Estestiva				119			119
–ACS	148	1977	0	435	117	157	2843
–Uso cucina	402	1105	0	278		41	1827
Altri usi elettrici				4551			4551
Tot Residenziale	2709	18073	0	5760	931	6759	34231

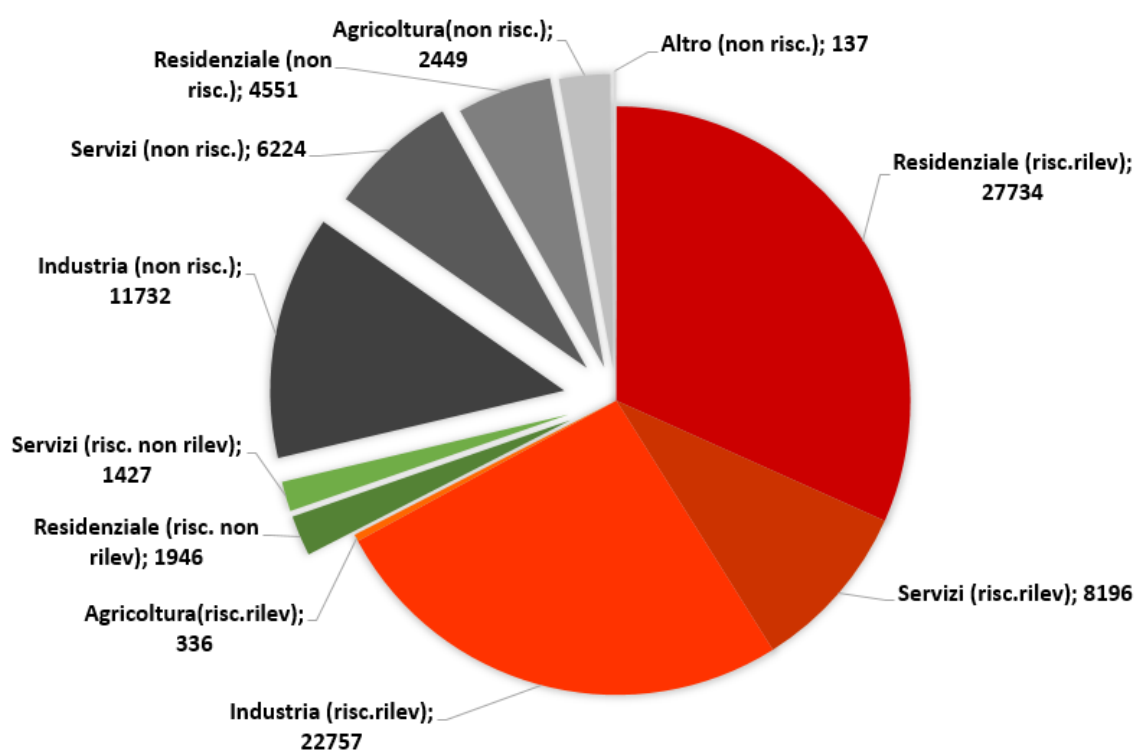


Figura 1.7: Divisione dei consumi per i settori esaminati tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento rilevanti (rosso), quella per riscaldamento e raffrescamento non rilevante (verde) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)

1.3.2 Cogenerazione e TRL

Alla fine del 2013 sono associabili ad impianti cogenerativi circa 23,2GW di potenza elettrica, che rappresenta circa il 18% della potenza complessivamente installata nel paese. Questi impianti producono 91,3TWh di energia elettrica e 59,1TWh di calore utile. Il picco di potenza assorbita è stato di circa 55GW e si verifica generalmente nel periodo estivo, a conferma del fatto che, ad oggi, il condizionamento estivo viene generato soprattutto da corrente elettrica. Di tutti gli impianti cogenerativi però, solo il 55,17% ha rispettato i requisiti della cogenerazione ad alto rendimento -CAR. Più in dettaglio circa l'85% della potenza è prodotta da generatori di tipo MCI, e il gas naturale contribuisce per il 67% come fonte energetica per la produzione [19].

Per quanto riguarda il teleriscaldamento, nel corso degli ultimi 15 anni, è stato caratterizzato da un continuo sviluppo: si è registrata al 2013 una crescita del 175% della volumetria riscaldata e del 282% dell'estensione delle reti. L'energia termica prodotta per alimentare questo tipo di impianti è pari a 11270GWh di cui 9331GWh sono diretti alle utenze, mentre 1938GWh di energia è legata alle perdite per distribuzione, pari al 17% dell'energia prodotta. L'energia frigorifera erogata per le utenze risulta invece molto inferiore e pari a 102GWh. Di tutta l'energia che viene erogata alle reti di teleriscaldamento il 95% risulta impiegata per il riscaldamento degli ambienti, mentre solo il 5% per la produzione di acqua calda sanitaria. In Figura 1.8 troviamo invece la suddivisione per settore dell'energia termica erogata.

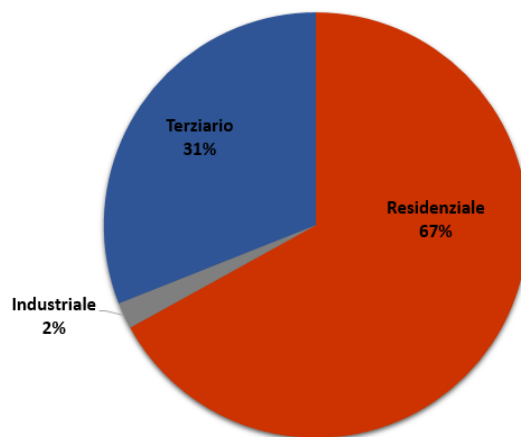


Figura 1.8: Energia termica erogata per settore(2013): ACS+Riscaldamento

Capitolo 2

La rete di Corticella

La rete di teleriscaldamento considerata, già presa in esame da un precedente studio [5], è situata nel comprensorio urbano di Corticella, all'interno del quartiere Navile, posto a circa 6 chilometri in direzione nord dal centro della città di Bologna, come viene evidenziato in Figura 2.1.



Figura 2.1: Posizione comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento

La rete, di dimensioni medio-piccola, è al servizio di 17 utenze di cui 13 edifici di tipo residenziale e 4 edifici di tipo terziario. Più in dettaglio, evidenziati in Figura 2.2, troviamo 13 complessi condominiali, composti da un totale di 960 appartamenti, mentre gli edifici di tipo terziario sono composti da due scuole, un supermercato di medie dimensioni e una struttura ospedaliera di tipo day-hospital/poliambulatorio.



Figura 2.2: Composizione comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento

In Tabella 2.1 è riportato l'elenco di tutte le utenze servite dalla rete di teleriscaldamento di Corticella a cui viene assegnato un numero identificativo, corrispondente alla relativa sottostazione di scambio, che servirà successivamente per la costruzione del modello della rete. Bisogna evidenziare il fatto che l'utenza ID17, corrispondente al supermercato, è equipaggiata con una sottostazione di scambio diversa in quanto viene fornita solo dell'energia necessaria per il condizionamento degli ambienti. Nella Figura 2.3 è riportato lo schema semplificato della rete che mostra il posizionamento delle 17 sottostazioni all'interno dell'area di interesse e della centrale termica, che

si trova al centro della rete stessa, evidenziata in giallo. Tenendo conto sia del percorso di mandata che di quello di ritorno, la rete si estende per circa 4 chilometri all'interno di un'area complessiva di 22 ettari, di cui circa il 45% della superficie è occupata.

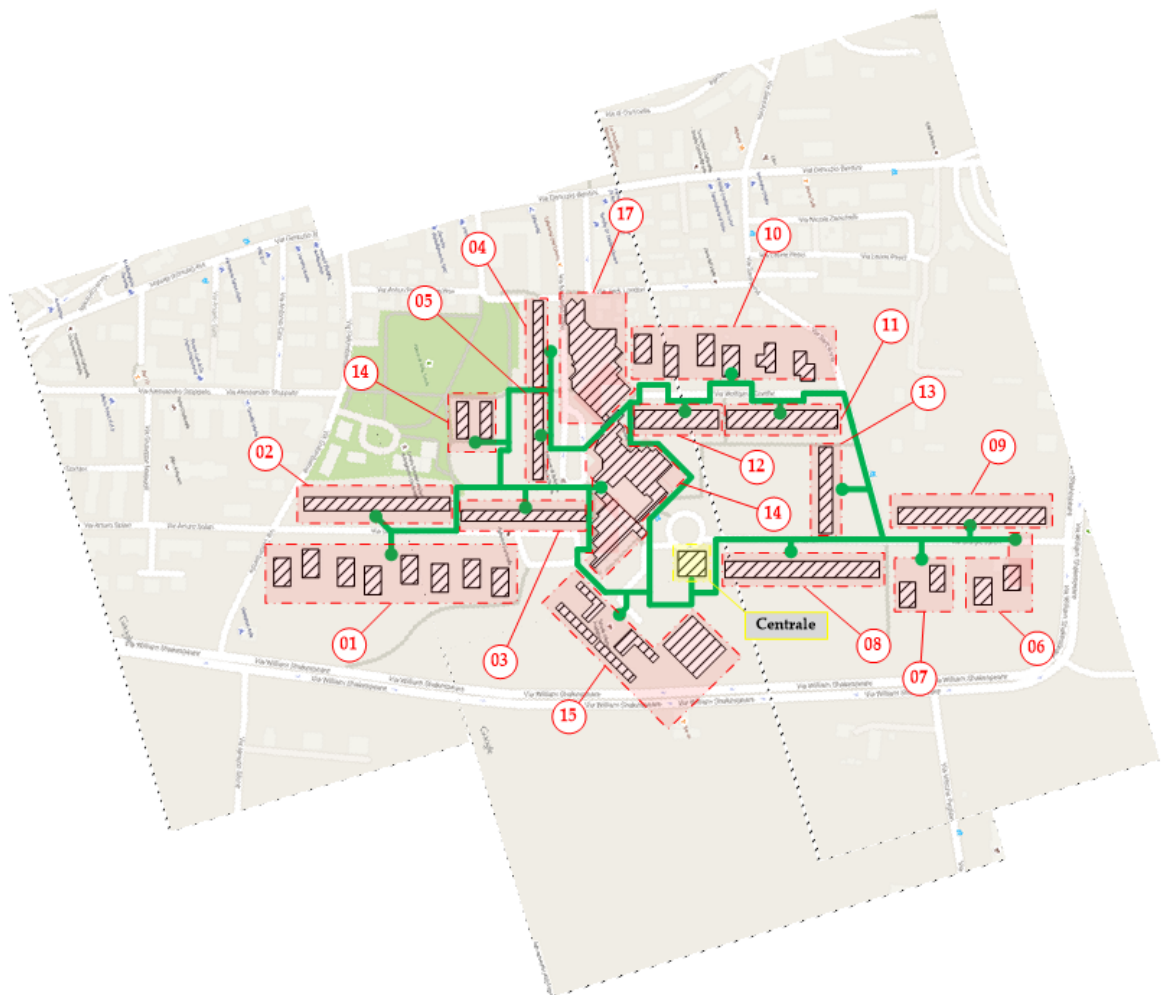


Figura 2.3: Schema della rete di teleriscaldamento di Corticella

Tabella 2.1: Elenco utenze servite dalla rete di teleriscaldamento di Corticella

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, 1
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

2.1 Le sottostazioni di scambio termico

Le sottostazioni di scambio situate presso le utenze, a meno di quella per l'utenza 17 che non comprende la produzione di acqua calda sanitaria, sono rappresentate nello schema in Figura 2.4. I fabbisogni per la produzione di energia termica per il riscaldamento, e come vedremo successivamente, anche per il raffreddamento, vengono soddisfatti da uno scambiatore a piastre. I fabbisogni energetici per la produzione di acqua calda sanitaria invece, vengono prodotti da uno scambiatore a fascio tubiero. Analizzando approfonditamente lo schema della sottostazione possiamo notare quindi la presenza di un circuito primario e di uno secondario. Il circuito primario, nella sezione di mandata, si dirama in due percorsi distinti per poter alimentare i due scambiatori di calore. Dagli scambiatori di calore si diramano i circuiti secondari di distribuzione che sono interni all'utenza considerata e che poi fornirà la potenza termica richiesta dai singoli erogatori.

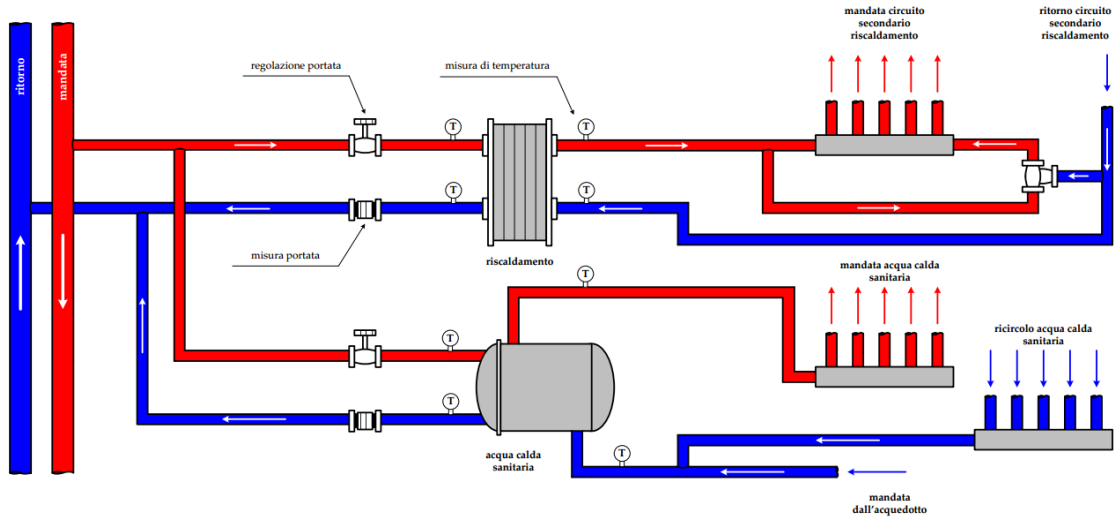


Figura 2.4: Schema della sottostazione di scambio della rete di teleriscaldamento

Osservando il circuito secondario per il riscaldamento, notiamo che dal momento che la rete di teleriscaldamento opera a temperatura di mandata fissa, all'interno del circuito è presente un sotto-circuito per la miscelazione e la regolazione di potenza alle utenze, come si può osservare dalla Figura 2.5. La peculiarità del circuito secondario per la produzione di acqua calda sanitaria è invece la connessione alla rete di distribuzione comunale, l'acquedotto.

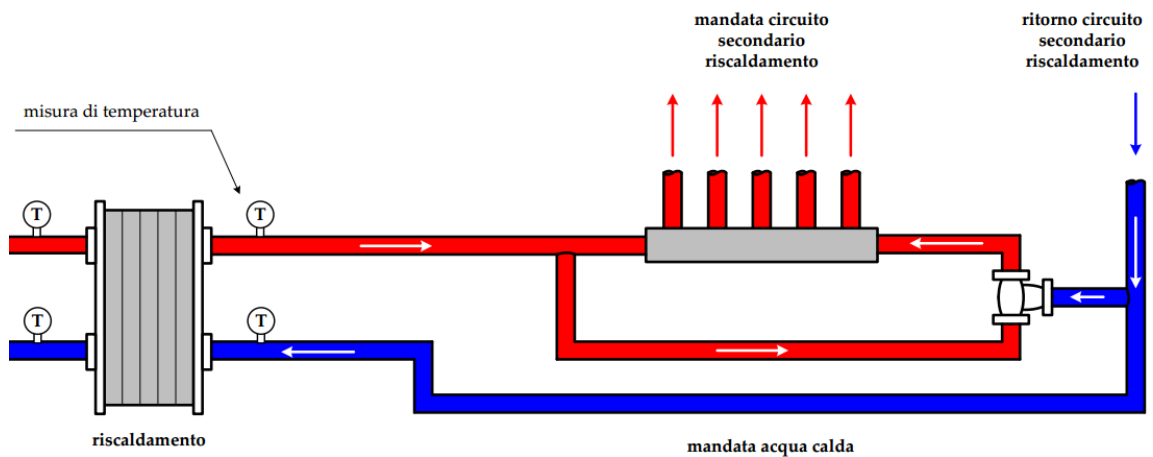


Figura 2.5: Dettaglio del circuito secondario della sottostazione

Da queste considerazioni ne segue che, per considerare la potenza che ogni singola

utenza richiede, che scambia quindi con il circuito primario, occorre considerare lo schema di efficienza schematizzato in Figura 2.6.

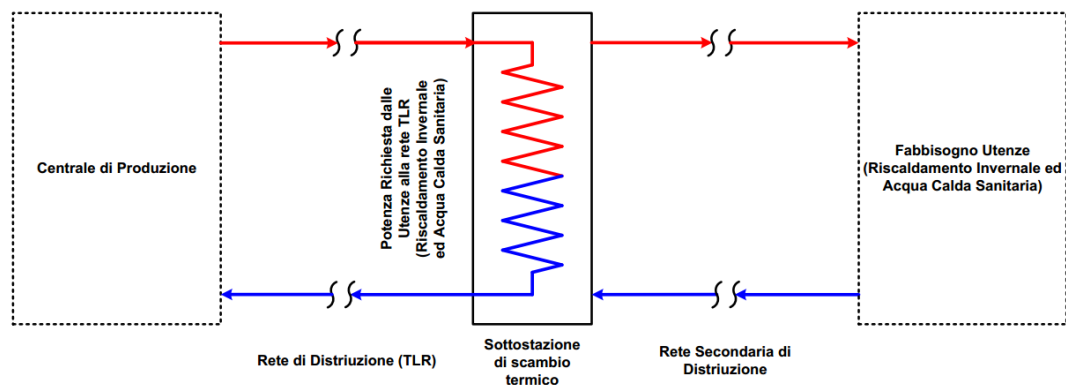


Figura 2.6: Schema di efficienza della sottostazione

Tale valutazione viene fatta considerando un valore di efficienza della sottostazione di scambio termico e della rete secondaria di distribuzione rispettivamente pari a poco meno del 99% ed a circa il 95%. L'applicazione di questi valori di efficienza alle curve di fabbisogno di ogni utenza ci consente di calcolare la richiesta di potenza termica totale da immettere nella rete di teleriscaldamento, sia per il calcolo del giorno tipo invernale, sia per quello estivo.

Per quanto riguarda il giorno tipo estivo, che è il periodo di interesse di questo studio, bisogna aggiungere qualche ulteriore considerazione. Negli scenari che analizzeremo successivamente, in cui la produzione del freddo viene effettuata tramite gruppi ad assorbimento, va considerata anche l'efficienza di conversione di questi, che per il dispositivo scelto si aggira attorno al 70%. I consumi e lo schema di produzione verranno analizzati più approfonditamente in seguito.

2.2 La Centrale

La centrale di produzione è situata all'incirca al centro dell'anello della rete di teleriscaldamento ed è, attualmente, l'unico luogo in cui viene prodotta la potenza termica immessa nella rete. La centrale è composta da 4 caldaie, un motore cogenerativo a combustione interna ed il gruppo di pompaggio. Perciò, il fabbisogno

di energia elettrica è esclusivamente a carico del motore cogenerativo, mentre la produzione di potenza termica è affidata sia al gruppo cogenerativo che alle caldaie.

Le 4 caldaie a giri di fumo, da $2900kW$ termici l'una, possono produrre fino a $11600kW$ di energia termica, mentre il cogeneratore può fornire fino a circa $1500kW$ per un totale di $13100kW$ termici. L'acqua calda che alimenta la rete viene prodotta ad una temperatura compresa tra gli $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ e i $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ fornendo un salto di pressione tra i 4 e i 10 bar. Oltre alla potenza termica, il cogeneratore è in grado di erogare fino a $1415kW$ elettrici.

Nella Figura2.7 per il motore cogenerativo, e nella Figura2.8 per le caldaie, vengono riportate le curve di efficienza al variare del carico. Per quanto riguarda il motore cogenerativo questo è caratterizzato da efficienze elettrica e termica a pieno carico rispettivamente pari al 42% ed al 44%. Osservando le curve di efficienza del motore al variare del carico, l'efficienza termica del motore presenta un minimo all'80% del carico massimo; tale valore corrisponde al massimo rendimento elettrico del sistema, di poco superiore al 42%.

Per tale sistema di produzione, e anche per quelli che eventualmente andremo a sostituirgli, si considera un minimo tecnico pari al 20% del carico elettrico nominale. Al di sotto di questo valore di carico, il motore viene spento poiché il basso valore di efficienza elettrica associata non rende più conveniente la produzione di energia elettrica dal cogeneratore rispetto a quella acquistata in rete.

Osservando invece il grafico delle caldaie, si nota che il rendimento termico massimo, pari all'80%, è conseguibile in corrispondenza del 30% del carico termico di design, come consueto per questa tipologia di sistemi; a pieno carico le caldaie presentano un valore di efficienza termica pari al 74%. Per quanto riguarda infine il rendimento elettromeccanico della stazione di pompaggio è possibile assumere un valore medio costante pari al 90%.

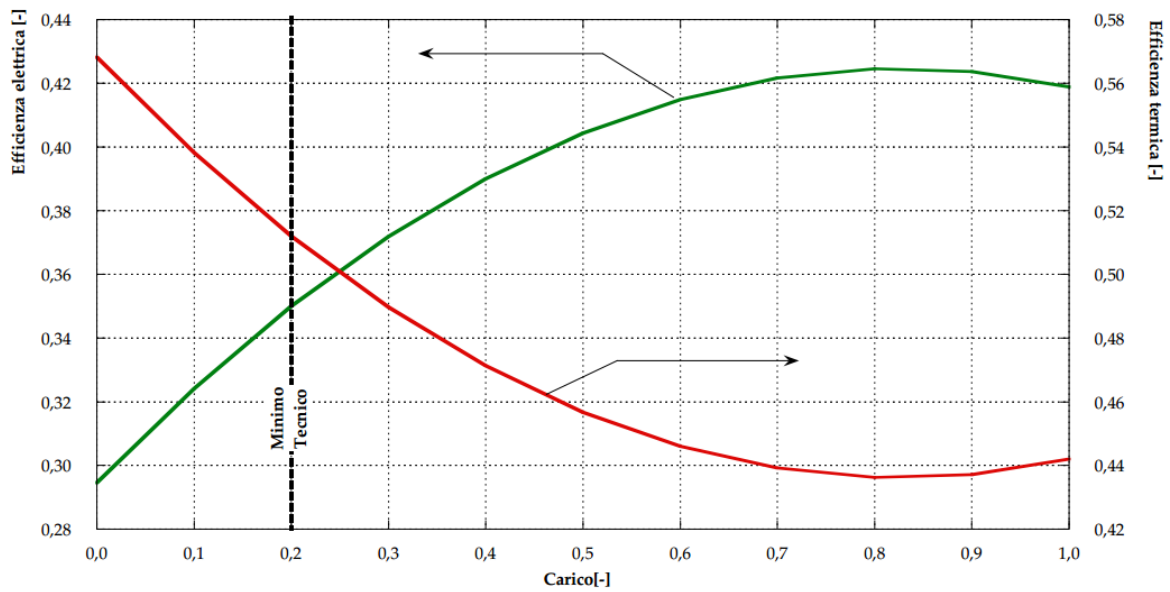


Figura 2.7: Curve di efficienza elettrica e termica del cogeneratore al variare del carico

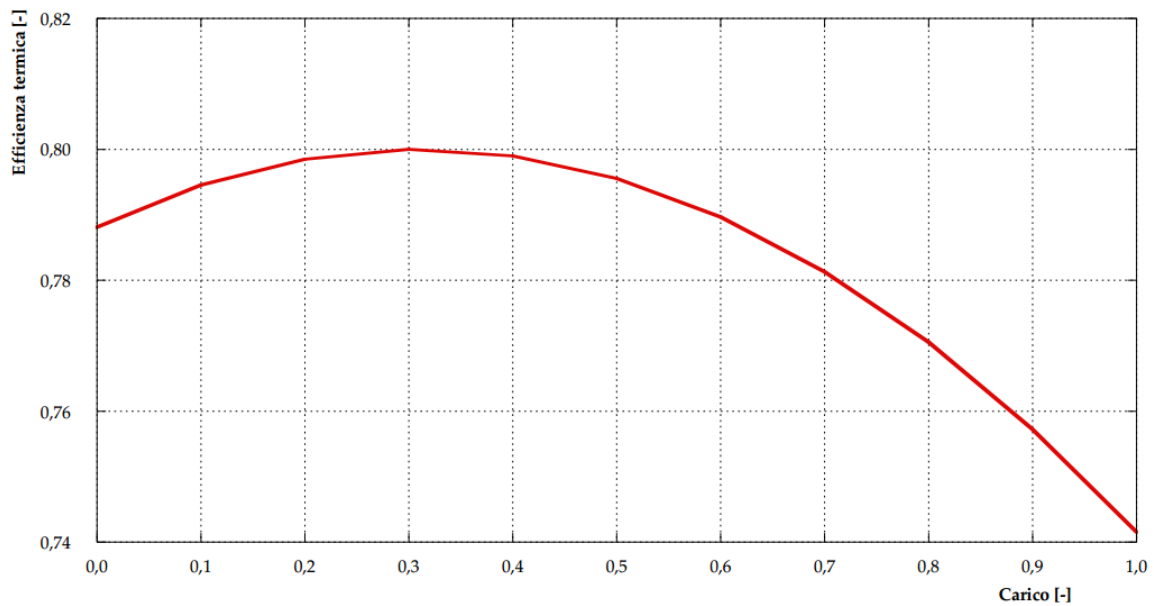


Figura 2.8: Curva di efficienza termica della caldaia al variare del carico

Capitolo 3

Fabbisogno delle Utenze

Prima di procedere con la simulazione degli scenari che prevedono la rete di teleriscaldamento in assetto trigenerativo, è stato necessario calcolare i fabbisogni di energia frigorifera richiesti dalle utenze. In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti.

Le 17 utenze presenti nella rete devono ricevere l'energia necessaria, sia per la produzione di acqua calda sanitaria, sia per la climatizzazione dei locali. La domanda viene però diversificata in base all'indirizzo d'uso dell'utenza e in base ai carichi. Nello specifico, le 13 utenze a scopo abitativo e l'edificio ospedaliero, dovranno ricevere sia ACS che energia per il raffrescamento. Per quanto riguarda l'utenza numero 17, il supermercato, verrà fornita solamente energia elettrica per la produzione di energia termica in loco. In riferimento agli edifici scolastici, si è deciso di non considerarli nel conteggio del fabbisogno poiché non sono adibiti ad attività rilevanti per il calcolo del fabbisogno durante il periodo estivo.

Entrando nel dettaglio, il calcolo del fabbisogno energetico per la produzione di acqua calda sanitaria è stato calcolato grazie ai dati presenti in letteratura [13] [23] che ci forniscono i profili orari adimensionalizzati sul picco di richiesta per le diverse utenze, ospedaliera in Figura3.1 e residenziale in Figura3.2, e il consumo di picco per ogni singola utenza presa in esame, esposti in Figura3.3.

Procedere con l'analisi del fabbisogno energetico per il raffrescamento è stato invece più difficile. Dal momento che non è stato possibile reperire alcun dato reale dalla zona di studio interessata, si è reso necessario procedere con un calcolo del

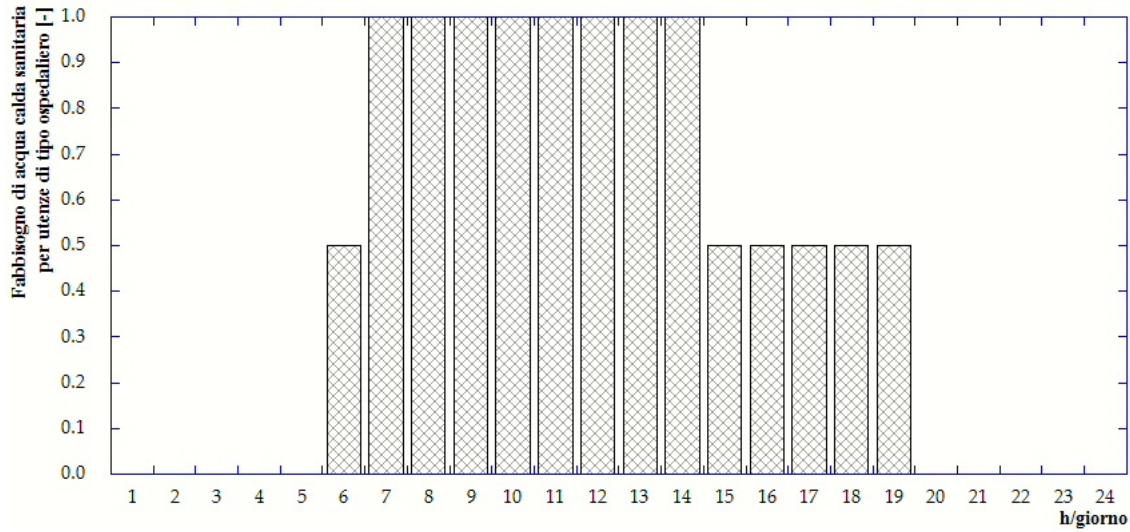


Figura 3.1: Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata sul picco, della richiesta di ACS per una struttura di tipo ospedaliero

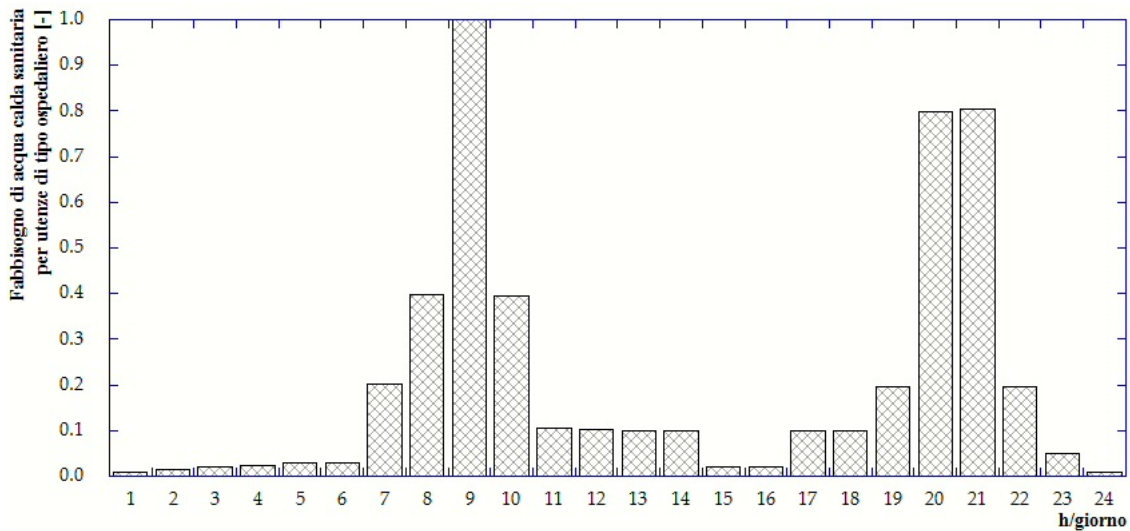


Figura 3.2: Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata sul picco, della richiesta di ACS per una struttura di tipo residenziale

fabbisogno per un edificio residenziale seguendo le norme in tema e reperire i dati di consumo tipici da altri studi di genere, adattandoli alle caratteristiche strutturali degli edifici presenti nella rete, in particolar modo alle utenze 16 e 17.

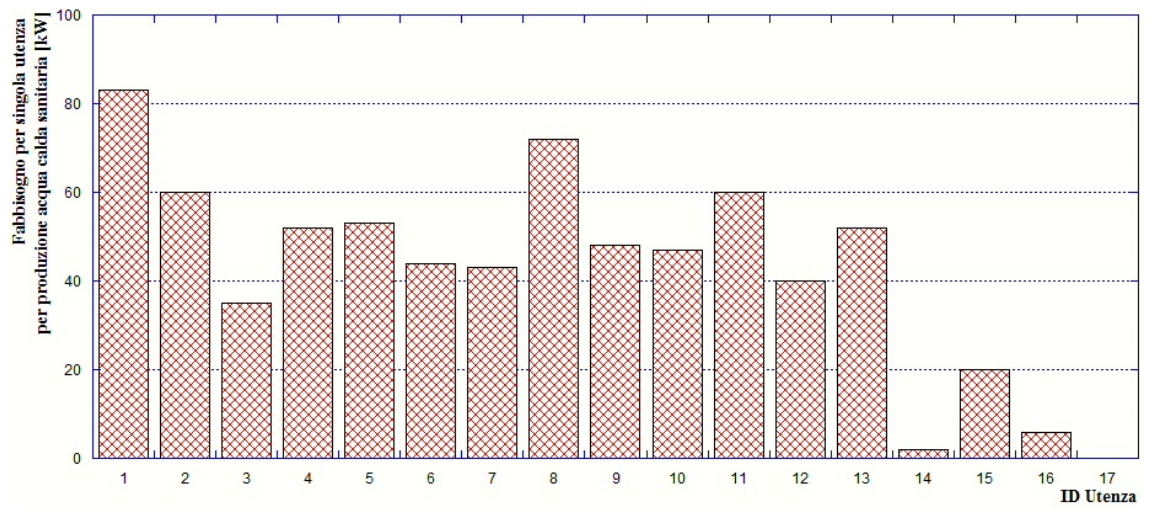


Figura 3.3: Fabbisogno di picco per produzione ACS per ogni utenza

3.1 Residenziale

La zona residenziale nel quartiere di Corticella analizzata è composta da 960 unità abitative distribuite in modo non omogeneo su 13 stabili, di dimensioni e orientazione diverse. In questo caso non abbiamo nessun dato a disposizione, né planimetrico, né strutturale della muratura. Non è stato possibile recuperare dei dati tipici di costruzione e dei materiali impiegati negli anni di sviluppo del quartiere. E' risultato quindi molto difficile fare una stima del fabbisogno energetico per ogni utenza.

Il metodo usato per stimare i carichi è il *Metodo Carrier*. Con questo metodo siamo stati in grado di ricostruire un profilo giornaliero di 24 ore del carico termico dell'abitazione. Il giorno considerato per il calcolo dell'irraggiamento è il 21 Giugno. La città di Bologna si trova in zona climatica *E*, la temperatura massima esterna è di 33 °C. Le 4 pareti perimetrali dell'edificio sono state orientate ognuna in una direzione cardinale. In ogni piano dell'edificio ci sono 4 appartamenti con una superficie calpestabile di 94 m² ciascuno. La pianta dell'edificio è quadrata ed il muro perimetrale è di 20 metri. Dal momento che deve essere valutata la spesa energetica dell'intera utenza, e non del singolo appartamento, si è ritenuto opportuno, al fine di semplificare i calcoli, di considerare le 4 unità abitative come un solo ambiente posto in un piano intermezzo. La temperatura interna da mantenere è di 26 °C. Non avendo dati reali sulla muratura esterna, è stato assegnato un valore di trasmittanza globale pari a $U = 0,3 [W/m^2K]$, mentre le finestre sono distribuite 4 per lato con una trasmittanza $U = 1,8 [W/m^2K]$. Questi valori fanno riferimento ai valori minimi di legge per la trasmittanza segnalati nella vigente normativa UNI/Ts 11300 [1], in Appendice A, per la costruzione di edifici. Alla massa superficiale è stato assegnato un valore di $M_f = 258,8 [Kg/m^2]$, che è un valore in linea con valori tipici ma puramente ipotizzato poiché non è stato possibile risalire alla stratigrafia del muro. Per quanto riguarda gli apporti interni di calore, l'abitazione viene occupata permanentemente da 2 persone, le quali contribuiscono secondo la norma UNI 7730 [2], sul benessere termoigrometrico con 65 W al calore sensibile e con 75 W di calore latente. La potenza dell'impianto di illuminazione è 10 [W/m²], valore che è stato scelto in considerazione delle nuove tecnologie e delle regole sul risparmio energetico. I ricambi d'aria sono pari a $n = 0,3 [1/h]$, l'umidità relativa pari al UR=50%. La temperatura esterna, come detto prima, è fissata invece a 33 °C [8]. Riassumendo, i

valori presi per il calcolo sono riportati in Tabella 3.1:

Tabella 3.1: Valori assunti per il calcolo residenziale

Zona Climatica	E
Temp. riferimetno	33 °C
Dimensione	94 m^2
U pareti opache	0,3 W/m^2K
U copertura trasparente	1,8 W/m^2K
M_f	258,8 Kg/m^2
Illuminazione	10 W/m^2
Ricambi d'aria	0,3 $1/h$
Umidità relativa	50 %
Occupazione permanente	2

Con l'ausilio di questi dati si è proceduto, con il metodo Carrier, al calcolo approssimato del fabbisogno energetico per il raffrescamento durante tutto l'arco della giornata. Il risultato finale è stato maggiorato del 15% per portare in contro eventuali rendimenti di distribuzione dell'impianto esterno alla rete di teleriscaldamento e per gli apporti interni dei macchinari elettronici come lavastoviglie, lavatrice, televisore e vari. La Figura 3.4 rappresenta il carico giornaliero di una singola unità abitativa.

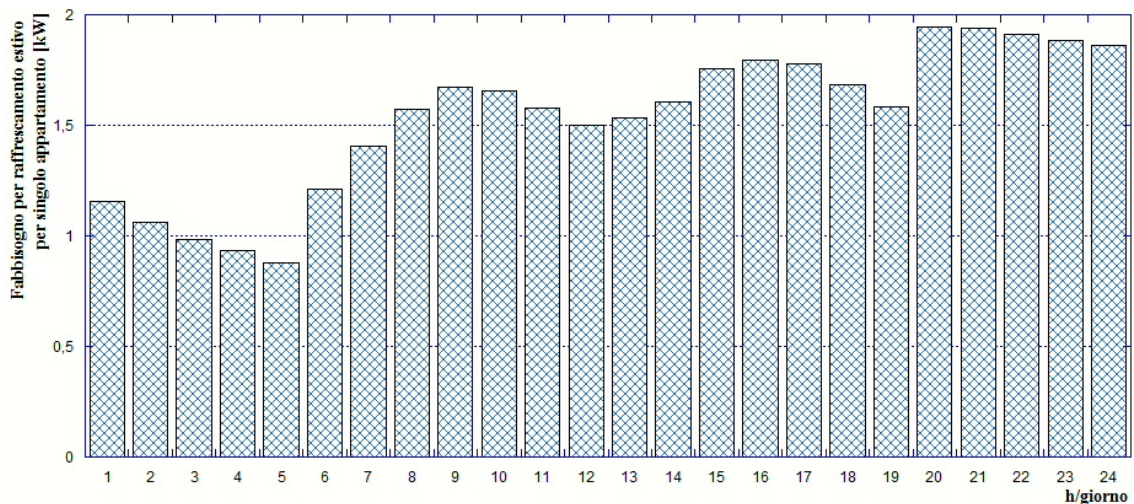


Figura 3.4: Fabbisogno giornaliero per raffrescamento per singola utenza di tipo residenziale

Nella curva si può notare un picco di fabbisogno in corrispondenza delle ore 20:00. Questo è dovuto agli apporti interni dell'illuminazione, considerando che questa è attiva dalle 19:00 alle 24:00. I fattori di accumulo relativi all'accensione dell'impianto sono stati manipolati in modo da ottenere l'effetto desiderato dell'accensione prevista alle 19:00.

Il profilo di fabbisogno di acqua calda sanitaria invece è stato ricostruito in Figura 3.5 grazie ai valori presenti in letteratura [13] [23] facendo uso delle curve adimensionali e dei picchi di richiesta già noti per ogni utenza.

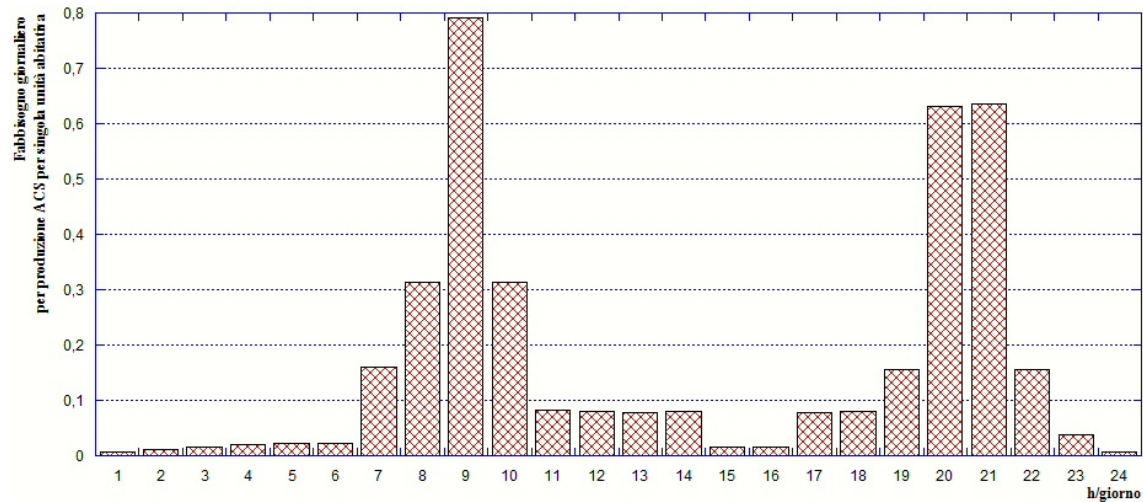


Figura 3.5: Fabbisogno giornaliero per produzione ACS per singola utenza di tipo residenziale

Da momento che, sia il fabbisogno di acqua calda sanitaria, che quello per il condizionamento estivo vengono soddisfatti attraverso la rete di teleriscaldamento con lo stesso vettore energetico, è possibile accorpare le due richieste per ricavare i consumi totali di una singola unità abitativa. I risultati sono mostrati in Figura 3.6.

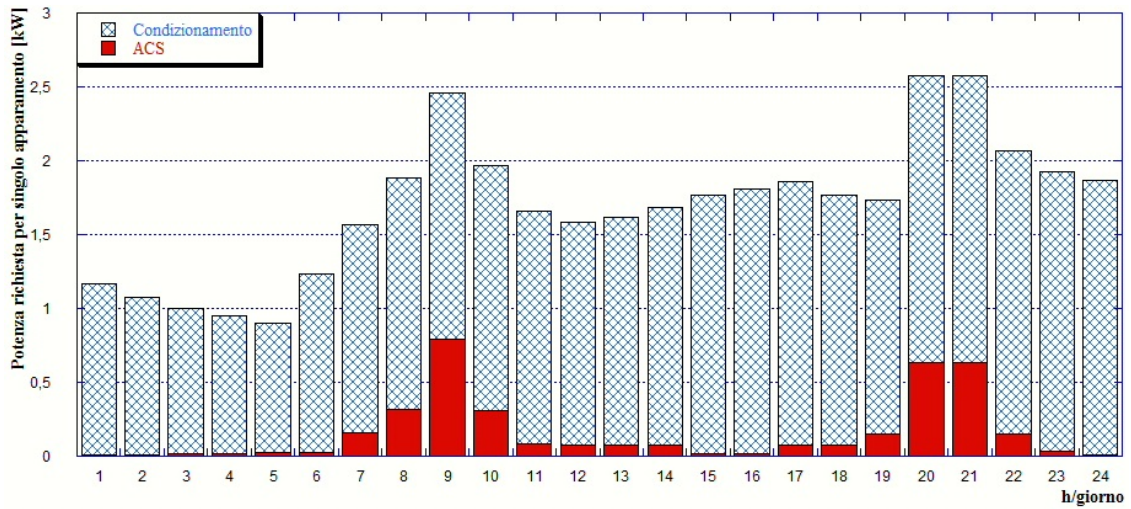


Figura 3.6: Richiesta totale di energia di un appartamento per ACS e condizionamento estivo

3.2 Terziario: Poliambulatorio

La struttura ospedaliera è di tipo *Day Hospital* e rimane aperta dalle 7:30 fino alle 18:30. Anche in questo caso non è stato possibile reperire dati specifici sui consumi e il tipo specifico di attività interne per stimare il consumo energetico. Si è fatto riferimento quindi ai dati disponibili in letteratura, nello specifico ad uno studio approfondito per una struttura ospedaliera situata a Cagliari [7]. Questa struttura presenta una superficie di circa 78460 m^2 ed un picco di 4650 kWth di energia necessaria per il solo raffrescamento estivo che risulta in un consumo di circa $59 \text{ [W/m}^2]$ ed è riferito ad una temperatura esterna di riferimento pari a $36 \text{ }^\circ\text{C}$. La struttura presa in esame invece, rappresentata nella rete dall'utenza numero 16, ha una superficie stimata di 1300 m^2 . Sono stati quindi ridimensionati i valori di consumo in nostro possesso in base alla superficie e alla temperatura esterna di riferimento della zona di Bologna che è $33 \text{ }^\circ\text{C}$. Abbiamo ottenuto così un picco di consumo pari a $54 \text{ [W/m}^2]$. I coefficienti della curva adimensionale, utili per ricavare il profilo di consumo giornaliero, sono stati ricavati dal medesimo studio [7]. Con il consumo di picco e il profilo giornaliero si è potuta ricostruire la curva di consumo di energia termica necessaria per il raffrescamento dei locali, in Figura3.7.

Si può notare che, a differenza della curva di carico ricavata per l'utenza di tipo

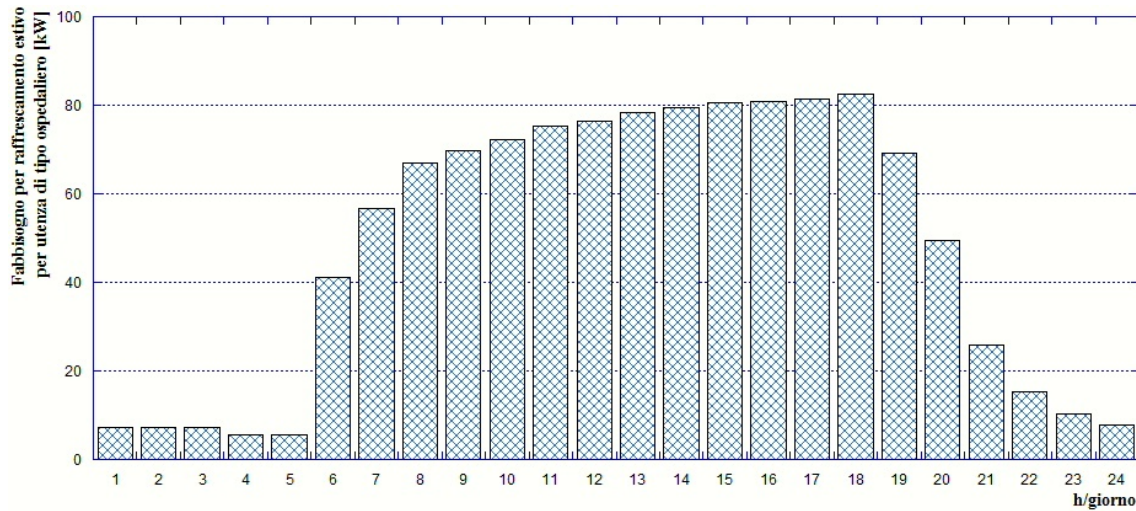


Figura 3.7: Fabbisogno giornaliero per raffrescamento per utenza di tipo ospedaliera

residenziale, questa 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 verso le 18:00 quando la struttura rilascia tutto il calore accumulato durante la giornata.

Analogamente a quanto eseguito per le utenze di tipo residenziale, i consumi per la produzione di acqua calda sanitaria, presentati in Figura 3.8 sono stati ricavati dalle curve adimensionali e dai valori di massima richiesta energetica presenti in letteratura [13] [23].

In Figura 3.9 viene mostrata la curva totale di richiesta di potenza termica dell'utenza 16.

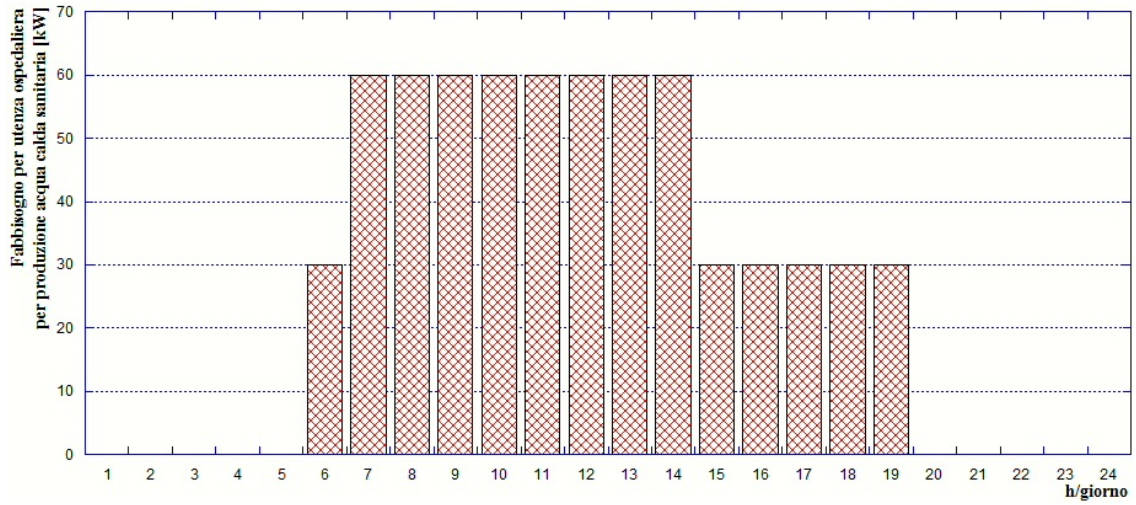


Figura 3.8: Fabbisogno giornaliero per produzione ACS per utenza di tipo ospedaliero

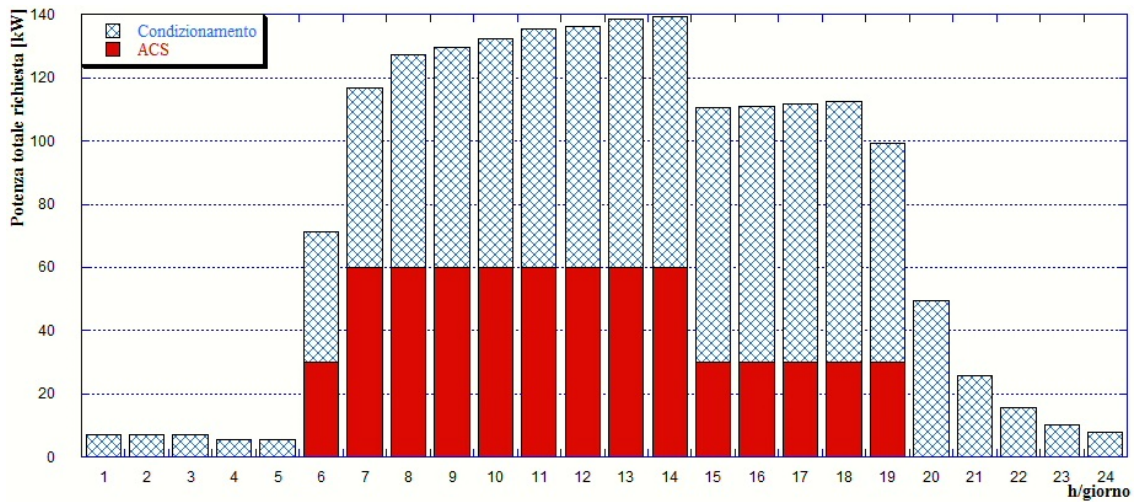


Figura 3.9: Richiesta totale di energia dell'utenza 16 per ACS e condizionamento estivo

3.3 Terziario: Centro Commerciale

A differenza degli altri edifici, l'utenza 17, che rappresenta il supermercato, richiede una analisi dei consumi diversificata e non limitata al solo condizionamento degli ambienti. Nel calcolo del fabbisogno per l'edificio sono stati presi in considerazione

anche i consumi dei gruppi frigoriferi per la conservazione dei cibi, in quanto anch'essi soddisfano un carico termico di refrigerazione. Gli impianti di refrigerazione in funzione per questi scopi sono entrambi gruppi frigoriferi a compressione, quindi la richiesta dell'utenza in termini energetici si limita alla richiesta di sola corrente elettrica. In particolare, per il raffrescamento degli ambienti e il benessere termogrometrico, è installato sul tetto dell'edificio un sistema a tutt'aria *Roof Top* visibile in Figura3.10, il quale risulta tra i sistemi più diffusi per questo tipo di applicazione. Queste unità sono dotate di un circuito frigorifero interno a compressione di vapore che fornisce “il freddo” direttamente all'aria da trattare e il calore viene disperso tramite un sistema condensante con un ventilatore direttamente in atmosfera. L'efficienza di questa tipologia impiantistica è solitamente più alta rispetto ad un impianto centralizzato, essenzialmente per i seguenti motivi [9]:

- Meno energia utilizzata dal sottosistema di distribuzione: i ventilatori e le pompe di circolazione sono essenzialmente più piccole
- Il controllo di queste unità è diretto e locale
- Efficienza a pieno carico elevata

Per valutare i carichi effettivi di corrente elettrica si è fatto riferimento ai dati presenti in letteratura [6]. Qui viene analizzato un supermercato del centro-nord Italia e ne vengono valutati i carichi, sia per refrigerazione che per il raffrescamento. La superficie considerata è di 10000 m^2 , ben al di sopra della superficie di accesso al pubblico dell'utenza presa in esame nella rete di teleriscaldamento. Il consumo di picco di energia elettrica per il raffrescamento degli ambienti vale 232 kW_{el} , mentre quello per la refrigerazione dei cibi 325 kW_{el} . L'utenza 17 ha una superficie di 1100 m^2 , che è stata ampliata a 2000 m^2 per tenere in considerazione i magazzini e gli spazi ausiliari. I valori in letteratura vengono quindi ridimensionati per la struttura in esame che presenta una superficie da climatizzare di 2000 m^2 , mentre quella soggetta a refrigerazione è di 1100 m^2 . Vengono così sommate le due curve per ricavare il fabbisogno totale di energia elettrica richiesta dal supermercato. I risultati ottenuti sono presentati in Figura3.11.

Nello specifico, la richiesta di refrigerazione rimane pressoché costante durante la giornata, mentre la richiesta di aria condizionata varia con gli orari di apertura

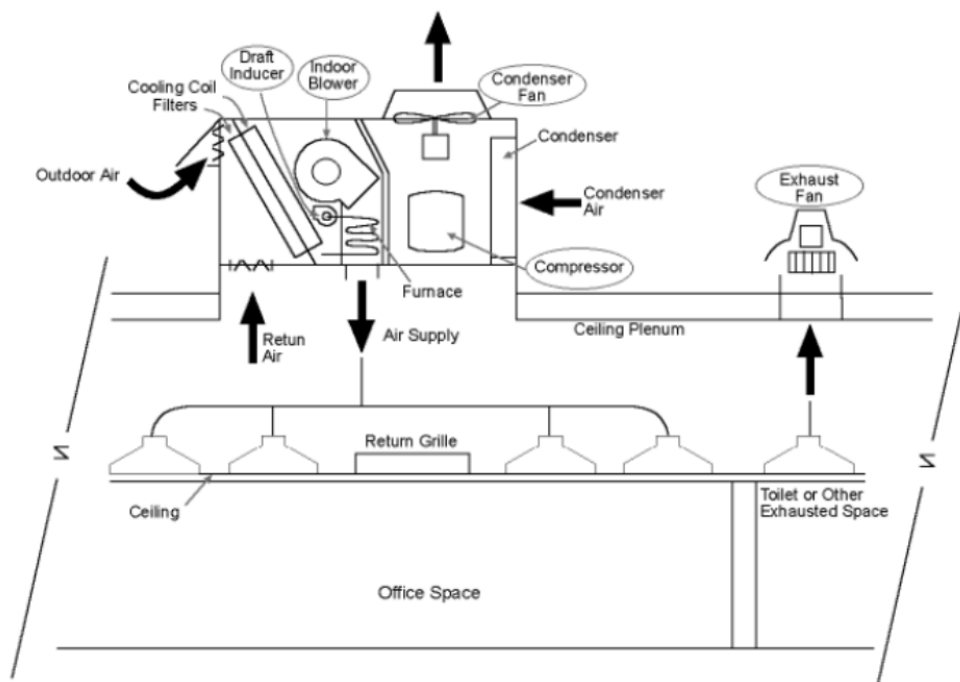


Figura 3.10: Schema semplificato di una unità Roof Top (Fonte ASHRAE)

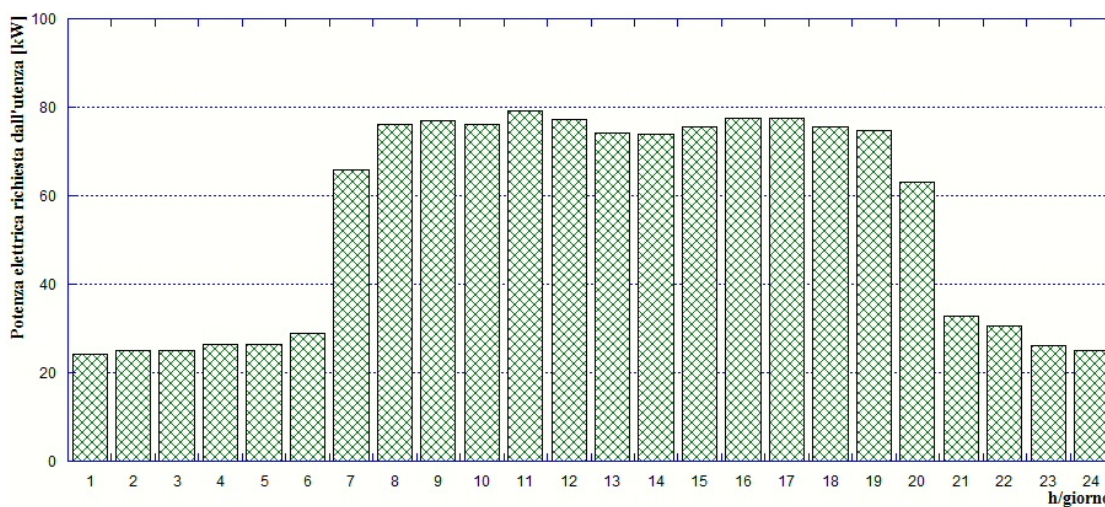


Figura 3.11: Fabbisogno giornaliero di *energia elettrica* per raffrescamento per utenza di tipo supermercato

dell'attività e con i profili di occupazione dei locali. Questo tipo di utenza non richiede acqua calda sanitaria.

Per comprendere in maniera migliore e più completa i dati sul fabbisogno di

energia per il condizionamento estivo dell'utenza 17, è necessario trasformare i dati sul consumo elettrico in valori sul consumo di energia termica. Come già è stato affermato, gli impianti di climatizzazione di questo genere hanno dei rendimenti (EER-Energy Efficiency Ratio) molto alti e quindi l'energia elettrica consumata è molto inferiore rispetto all'energia termica prodotta. Non avendo dati di riferimento per gli impianti attualmente installati in loco, si è immaginato di installare a servizio del supermercato 2 unità rooftop *UATYPC10AMY18* dell'azienda di climatizzazione DAIKIN [10]. Il dato fondamentale a cui dobbiamo fare riferimento è appunto l'EER, il rendimento: questo dispositivo ha un valore di efficienza pari a 2,34, il che significa che consuma in termini di energia elettrica, meno della metà dell'energia termica richiesta. In questo modo è stato possibile risalire al fabbisogno di energia termica del supermercato. I risultati del fabbisogno di energia termica per il condizionamento estivo sono presentati in Figura 3.12.

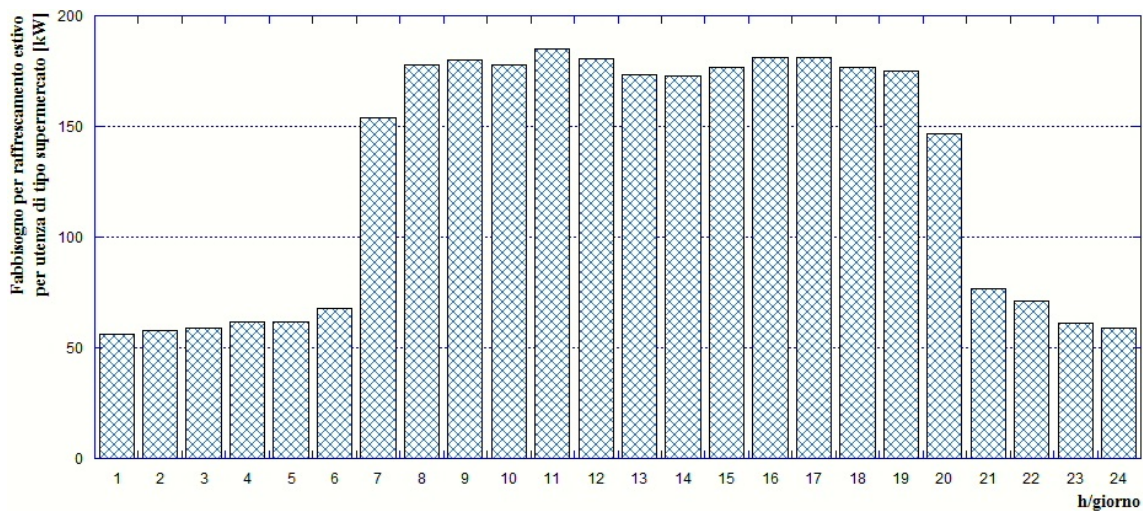


Figura 3.12: Fabbisogno giornaliero di *energia termica* per raffrescamento per utenza di tipo supermercato

3.4 Gruppi ad Assorbimento

Ad oggi il raffrescamento estivo dei locali viene effettuato quasi interamente tramite l'installazione di climatizzatori con cicli a compressione che necessitano esclusivamente di energia elettrica, come si può notare anche dalla Tabella 1.1. La distribuzione capillare di questi sistemi di climatizzazione porta il sistema elettrico nazionale al limite della produzione energetica durante le ore di massimo carico nelle giornate estive particolarmente calde, arrivando a volte a causare dei blackout.

Come accennato più volte precedentemente, per il nostro caso di studio, la climatizzazione estiva avviene tramite l'installazione presso le utenze di *gruppi frigoriferi ad assorbimento acqua-acqua*. Questo ci permette di trasformare la centrale di produzione da cogenerativa (configurazione attuale) a trigenerativa. L'installazione di questi dispositivi porta diversi vantaggi:

- Sfruttamento della centrale di cogenerazione durante tutto l'anno
- Tempi e costi di installazione della tecnologia sono contenuti
- Nessuna modifica alla rete di teleriscaldamento esistente

Nonostante sembri contraddittorio produrre del calore per fornire energia termica frigorifera per la climatizzazione, questo permette di poter sfruttare per tutto l'anno la centrale di produzione in assetto cogenerativo, che altrimenti sarebbe inutilizzata, come mostrato in [5]. Questo permette inoltre di migliorare le condizioni di sfruttamento della cogenerazione e rientrare nelle direttive sull'utilizzo di impianti cogenerativi [18] [14] (questo aspetto verrà approfondito nell'ultimo capitolo). Per quanto riguarda i costi di installazione, questi sono inferiori se confrontati ad esempio con il costo di installazione di pompe geotermiche che richiedono l'interramento delle sonde. Inoltre, per situazioni che richiedono grandi potenze frigorifere, questi tipi di impianti sono facilmente scalabili e possono essere messi in parallelo più dispositivi singoli per raggiungere la potenza desiderata. L'ulteriore vantaggio è che l'uso di questi dispositivi permette di sfruttare la rete di teleriscaldamento come rete calda, e quindi di non modificarla rispetto alle condizioni invernali. In seguito a queste considerazioni la scelta di installare gruppi frigoriferi ad assorbimento è risultata la più logica.

I frigoriferi ad assorbimento operano attraverso una miscela composta da un fluido refrigerante e un fluido assorbente in cui si sfrutta il calore di dissoluzione del soluto nel solvente che viene ciclicamente concentrato e diluito. Questo tipo di dispositivi sono detti ad *azionamento termico* e lavorano a pressioni molto basse. Le combinazioni refrigerante/assorbente più comuni a livello commerciale sono due:

- Bromuro di litio e acqua: $H_2O - LiBr$, dove l'acqua opera da refrigerante;
- Ammoniaca e acqua: $NH_3 - H_2O$, dove il refrigerante è l'ammoniaca.

La macchina presa in esame, che verrà specificata in seguito, utilizza come fluido di lavoro la soluzione di bromuro di litio ed acqua. L'acqua opera come refrigerante ed il bromuro di litio, che è un sale stabile con alta affinità per il vapor d'acqua, agisce da assorbente. Il ciclo di refrigerazione è illustrato in Figura 3.13. La soluzione diluita di bromuro di litio è spinta nel generatore (GE) dalla pompa di soluzione (SP) dove è riscaldata sino all'ebollizione dall'acqua calda di alimentazione. Il vapore refrigerante (vapor d'acqua) che si libera dalla soluzione in ebollizione, fluisce verso il condensatore (CO) dove passa allo stato liquido, cedendo il calore di condensazione all'acqua di raffreddamento proveniente dalla torre evaporativa. A causa dell'evaporazione dell'acqua durante l'ebollizione della soluzione diluita nel generatore (GE), si determina un incremento della concentrazione della restante soluzione. La soluzione concentrata così prodotta fluisce dal generatore (GE) allo scambiatore di calore (H), dove in controcorrente preriscalda la soluzione diluita, prima di entrare nell'assorbitore (A). Qui viene distribuita sulla superficie delle serpentine dello stesso. L'acqua di raffreddamento che circola nello scambiatore dell'assorbitore, raffredda la soluzione concentrata, determinando così una pressione di vapore relativamente bassa dovuta sia all'alto grado di concentrazione della soluzione, sia alla diminuzione della temperatura della soluzione stessa. Il refrigerante liquido proveniente dal condensatore viene distribuito per gravità sulle serpentine dell'evaporatore (E), dove evapora assorbendo il calore di vaporizzazione dall'acqua da refrigerare, che scorre in apposita serpentina dell'evaporatore. Ne risulta la produzione di acqua refrigerata. La soluzione concentrata presente nell'assorbitore assorbe il vapore refrigerante prodotto nell'evaporatore. La soluzione concentrata si diluisce man mano che il vapore refrigerante è assorbito. La soluzione diluita è raccolta nella vaschetta (A/E) e,

spinta dalla pompa di soluzione (SP) attraverso lo scambiatore (H), recupera calore dalla soluzione concentrata e ritorna al generatore (GE). Da questo punto il ciclo ricomincia [21].

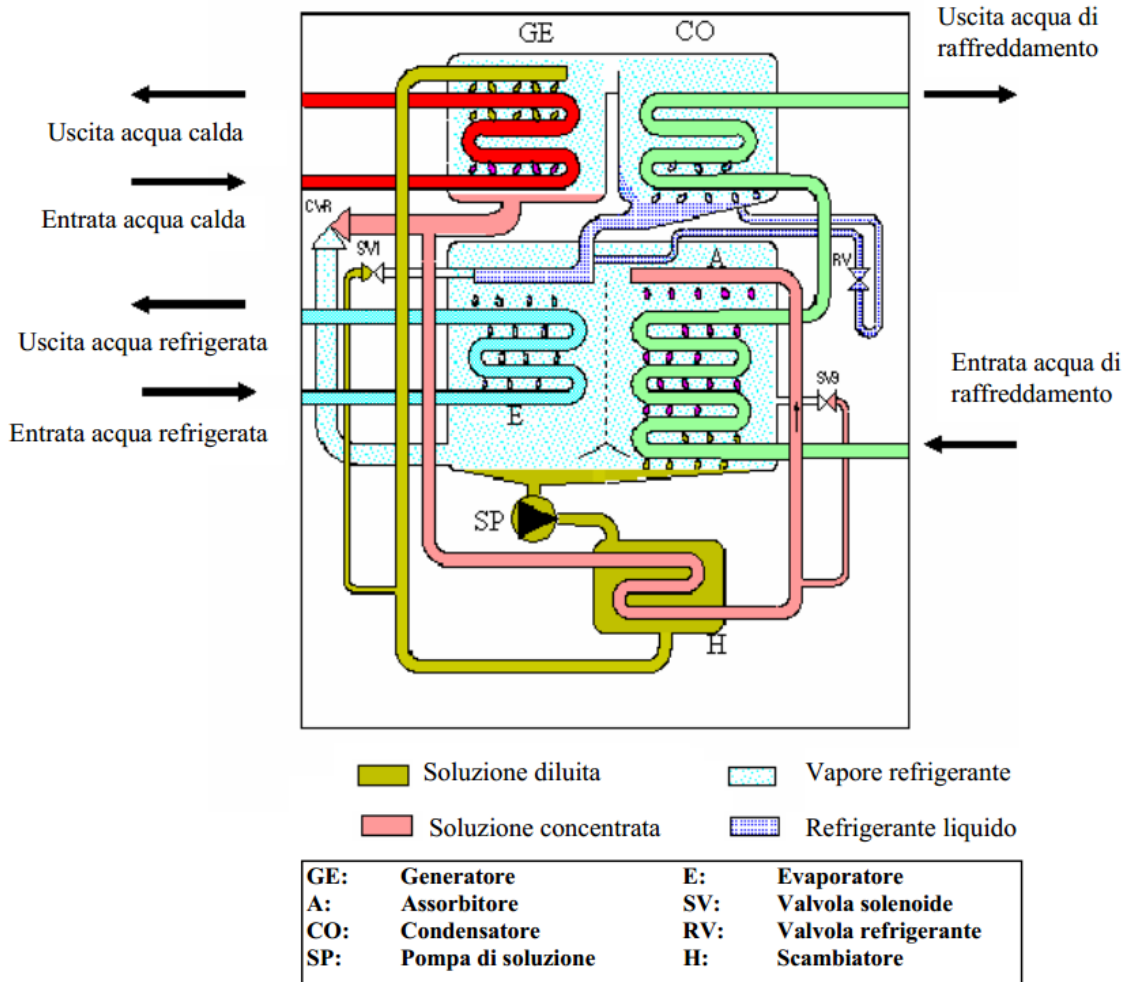


Figura 3.13: Schema ciclo frigorifero ad assorbimento [21]

Come si può osservare dalla Figura 3.13, dal punto di vista termodinamico il ciclo frigorifero lavora con tre sorgenti termiche: la sorgente fredda si trova alla temperatura più bassa ed è costituita dall'ambiente da raffreddare (fluido azzurro); il pozzo caldo, nel quale viene scaricato il calore, è l'ambiente esterno e si trova a temperatura intermedia (fluido verde); infine, attraverso la sorgente a più alta temperatura, che nel nostro caso corrisponde al fluido termovettore che circola nella

rete di teleriscaldamento, viene introdotto il calore in ingresso al ciclo (fluido rosso).

Per valutare la situazione dei consumi in modo ancora più accurato sono stati selezionati dei gruppi ad assorbimento esistenti sul mercato. I dispositivi scelti per l'installazione presso le utenze, il cui funzionamento è stato descritto in precedenza, sono dell'azienda giapponese *Yazaki*, leader mondiale nella produzione di gruppi ad assorbimento [21]. In Tabella 3.2 sono presentati i modelli scelti per l'installazione e le loro principali caratteristiche.

Tabella 3.2: Gruppi frigoriferi selezionati

	WFC-SC10	WFC-SC20	WFC-SC30	WFC-SC50
pot. frigo [kWth]	35,2	70,3	105,6	175,8
pot. assorbita [kWth]	50,2	100	151	251
pot. elettrica [Wel]	210	260	310	590

Successivamente i vari modelli disponibili sono stati accoppiati e distribuiti presso le varie utenze per poter coprire il fabbisogno di energia frigorifera. In Tabella 3.3 troviamo le specifiche di installazione presso le varie utenze.

Andando a sommare i consumi elettrici per il pompaggio dei gruppi ad assorbimento per ogni utenza è risultato un consumo complessivo di 10,14 kW elettrici. Dal momento che la portata all'interno dei circuiti del dispositivo è costante, questo valore rimane invariato per tutto l'arco della giornata e va preso in considerazione nella richiesta energia elettrica per autoconsumo della rete di teleriscaldamento.

Tabella 3.3: Gruppi frigoriferi installati presso le utenze

Utenza	Gruppi Assorbimento	Pot. Frigo [kW]	Pot. El. Assorbita [kW]	Differenza [kW]
1	2x WFC-SC50 + WFC-SC10	386,8	1,39	25,083
2	WFC-SC50 + WFC-SC20	246,1	0,85	31,278
3	2x WFC-SC30	211,2	0,62	5,087
4	WFC-SC30	105,6	0,31	27,301
5	2x WFC-SC30	211,2	0,62	24,486
6	2x WFC-SC30	211,2	0,62	32,517
7	2x WFC-SC30	211,2	0,62	27,163
8	WFC-SC50 + WFC-SC20	246,1	0,85	17,894
9	2x WFC-SC20 + WFC-SC50	316,4	1,11	32,313
10	WFC-SC30 + WFC-SC50	281,4	0,9	32,448
11	WFC-SC50	175,8	0,59	6,820
12	WFC-SC30 + WFC-SC10	140,8	0,52	3,943
13	2x WFC-SC30	211,2	0,62	22,813
16	2x WFC-SC20	140,6	0,52	22,617

3.5 Carico Totale richiesto alla rete

In questo paragrafo vengono presentati i carichi totali elettrici e termici che le utenze connesse alla rete di teleriscaldamento di Corticella richiedono per il loro fabbisogno giornaliero.

Il carico termico è dato dalla somma del fabbisogno per acqua calda sanitaria e per il condizionamento estivo dei locali, che viene effettuato tramite i gruppi ad assorbimento. Contribuiscono a questa somma tutte le utenze residenziali, dalla 1 alla utenza 13, e l'utenza 16, ovvero il poliambulatorio. In Figura3.14 troviamo la richiesta termica oraria totale.

Il carico elettrico richiede invece di tenere in conto più fonti. I dispositivi che assorbono potenza elettrica sono le pompe di circolazione della rete che assorbono in totale una potenza fissa di 126 kW. Bisogna inoltre tenere in conto il carico delle pompe presenti nei gruppi ad assorbimento: anche queste richiedono una potenza fissa totale di 10,14 kW. L'ultimo carico da tenere in considerazione è quello del supermercato, che è l'unico carico che varia durante l'arco della giornata. La richiesta elettrica totale è presentata in Figura3.15.

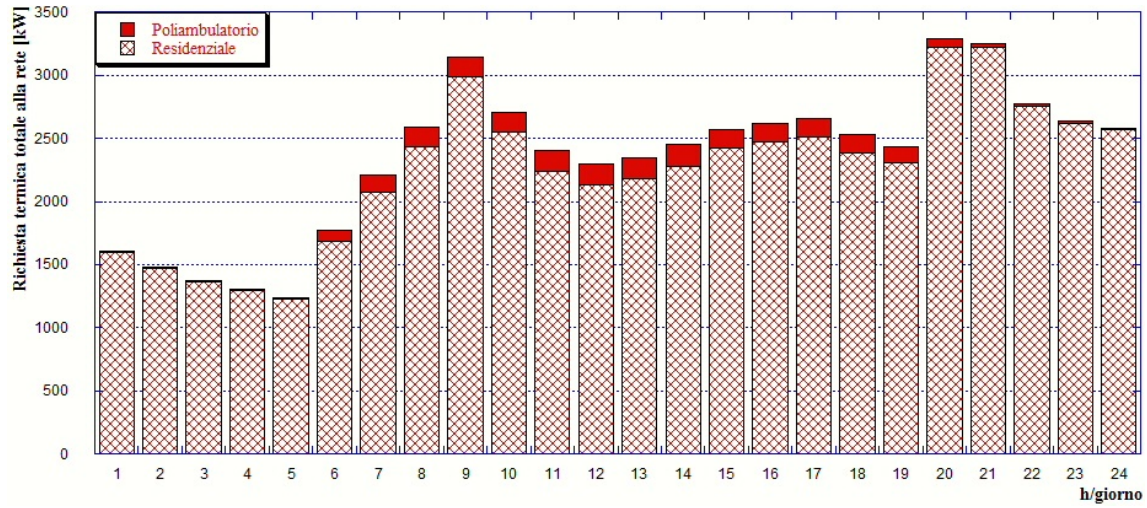


Figura 3.14: Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete

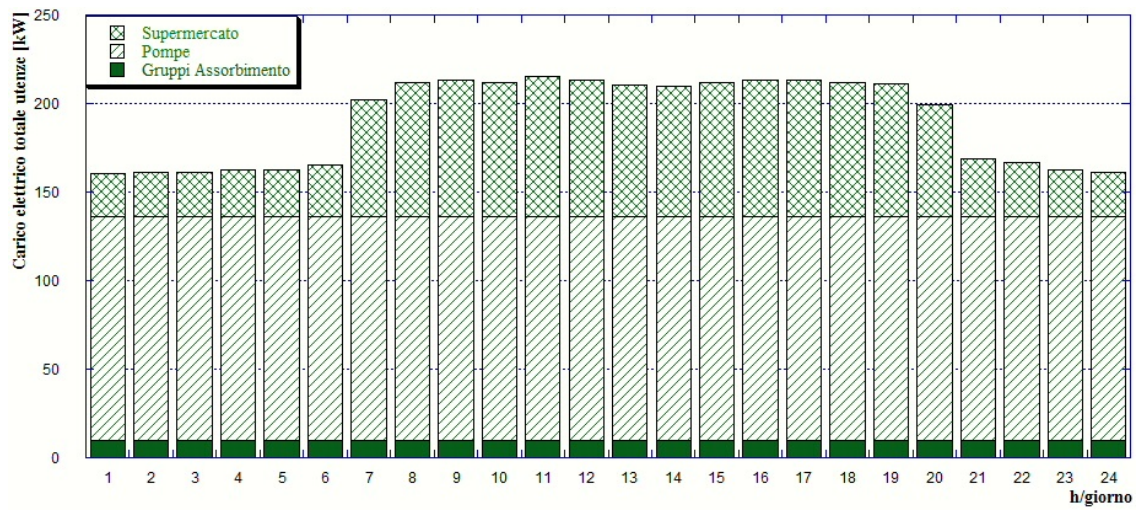


Figura 3.15: Potenza elettrica totale richiesta dalle utenze alla rete

Capitolo 4

HIENA ed EGO

Per poter procedere alla simulazione degli scenari di configurazione e funzionamento della rete in assetto trigenerativo, si è fatto uso di due programmi sviluppati all'interno del dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna: HIENA ed EGO [5].

Il primo, che prende il nome di HIENA, consente di creare un modello schematizzato della rete che rende possibile l'analisi e la quantificazione delle dispersioni e dei consumi della rete stessa, come ad esempio l'energia elettrica consumata dalle pompe.

Il secondo, software chiamato EGO-*Energy Grid Optimizer*, permette invece di analizzare e distribuire i consumi che le utenze richiedono attraverso la rete. La produzione di energia viene così ottimizzata nei consumi e divisa tra i vari dispositivi di produzione connessi alla rete.

4.1 Intelligent Heat Energy Network Analysis

Per poter analizzare la rete di teleriscaldamento si è resa necessaria una modellizzazione della stessa. Questo è stato possibile grazie all'ausilio del software HIENA2.0 (*Intelligent Heat Energy Network Analysis*) realizzato dal Dipartimento di Ingegneria industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Questo software si presenta con un'interfaccia Excel ed è programmato con linguaggio Visual Basic. HIENA2.0 permette di creare un modello della rete in esame inserendo tutte le caratteristiche

peculiari della stessa come la lunghezza dei tratti del circuito tra due diverse sottostazioni o la coibentazione delle tubature. Il fine è quello di valutare la potenza termica da produrre in centrale per soddisfare le richieste delle utenze tenendo conto delle dispersioni termiche lungo la rete, e la spesa di potenza elettrica necessaria al pompaggio.

In Figura4.1 è presentato il risultato dell'implementazione della rete di teleriscaldamento in esame nel software IHENA2.0 . La figura definisce i numeri identificativi di ogni ramo (IDR) e nodo (IDN) della rete oltre alle coordinate geometriche (in termini di x ed y) di questi ultimi.

Il modello della rete è composto da 74 nodi (di cui una sorgente, 56 miscelatori e 17 utenze) e 75 rami che formano due anelli. In Tabella4.1 è 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. D'ora in poi si farà sempre riferimento alla numerazione presentata in figura, sia per quanto riguarda i nodi che per i rami.

In Tabella4.2 sono riportati gli input e le condizioni a contorno che sono state utilizzate per le simulazioni con il software.

Nelle Figura4.2 e Figura4.3, sono rappresentati rispettivamente i profili di richiesta alla rete da parte delle 17 utenze (a meno delle dispersioni in rete) per una *giornata tipo invernale* e una *giornata tipo estiva*. Questi rappresentano i dati orari che sono stati usati come *input* nel software HIENA2.0 che è stato così in grado di calcolare le dispersioni termiche della rete e l'efficienza di distribuzione della rete.

Sulla base delle ipotesi ed assunzioni fatte, è possibile ricavare l'andamento della potenza termica prodotta dalla centrale termica, dell'efficienza di distribuzione della rete di teleriscaldamento e della potenza elettrica necessaria al pompaggio per il *giorno tipo invernale* e per il *giorno tipo estivo*. Va detto però che il software valuta le potenze e le dispersioni per un singolo arco temporale, perciò non è possibile ricavare tutto il profilo giornaliero con una sola simulazione. Le simulazioni effettuate sono state quindi 24, una per ogni ora della giornata, e sono stati utilizzati come valori di input la somma della potenza termica richiesta per ogni utenza nell'orario da valutare. Il lavoro svolto in questo elaborato si occuperà tuttavia del solo caso per una *giornata tipo estiva*.

Tabella 4.1: Corrispondenza tra la numerazione delle utenze secondo il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e gli identificativi (IDN) attribuiti dal software IHENA

Utenza Servita	ID	IDN
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, 1	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

Tabella 4.2: Input e condizioni al contorno per l'implementazione della rete nel software HIENA

Parametro	Valore
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 estivo [°C]	25
Tipo di regolazione portata	costante

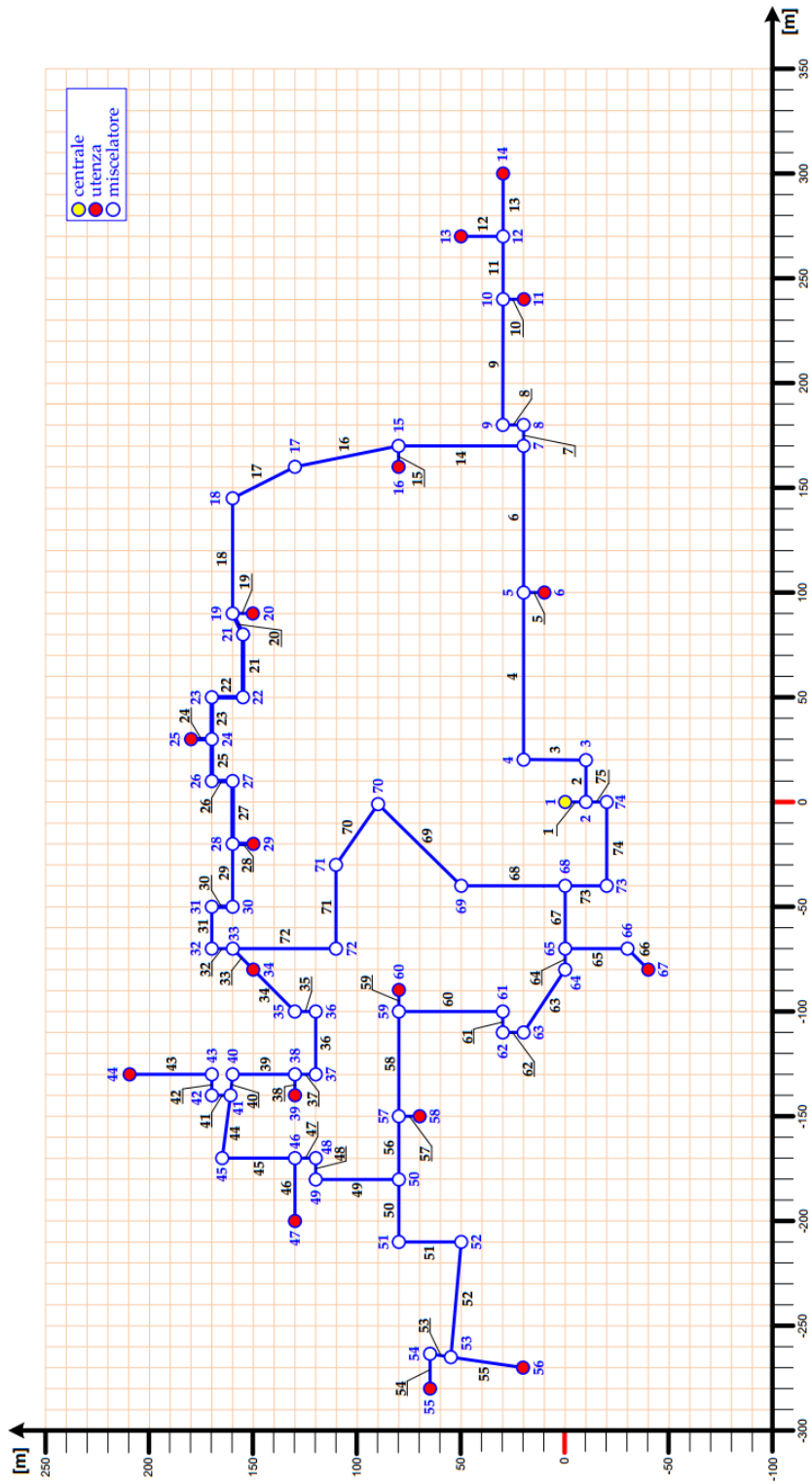


Figura 4.1: Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software HIENA2.0

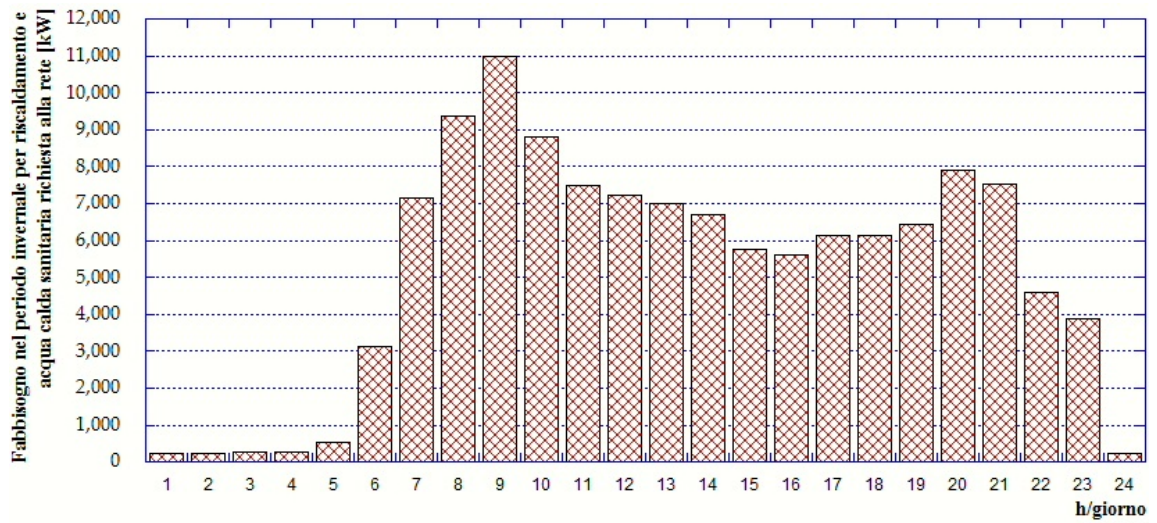


Figura 4.2: Fabbisogno di energia termica nel periodo invernale richiesta alla rete dalle utenza

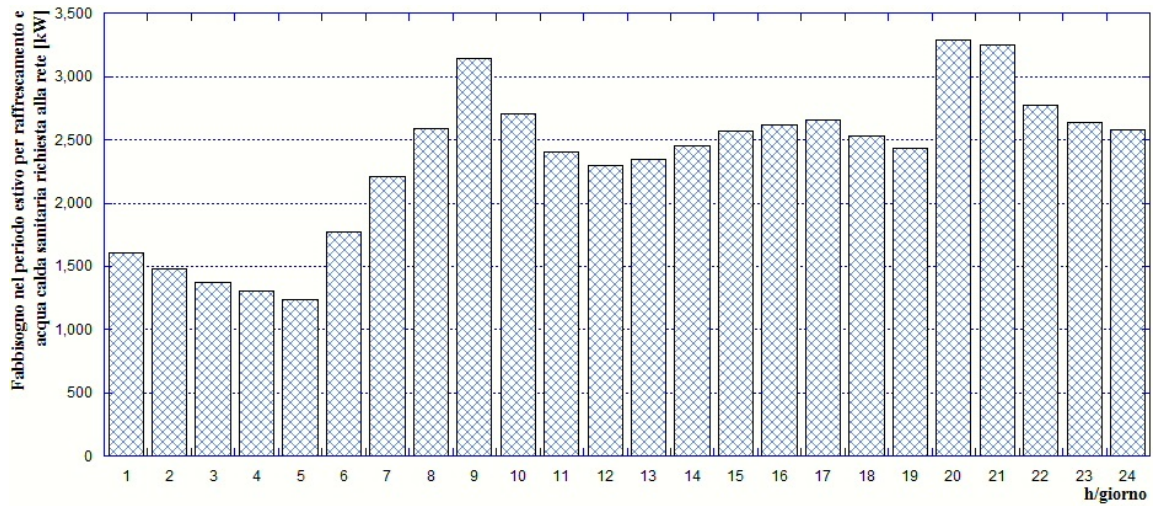


Figura 4.3: Fabbisogno di energia termica nel periodo estivo richiesta alla rete dalle utenza

4.2 Energy Grid Optimizer

Come è stato prima accennato, il funzionamento dei vari sistemi di produzione di energia, sia elettrica che termica, e l'ottimizzazione della ripartizione dei carichi tra essi, è stata condotta tramite il codice di calcolo EGO 1.0 (*Energy Grid Optimizer*). Il codice di questo software è basato sull'utilizzo di algoritmi genetici che consentono di individuare la soluzione ottimale per la ripartizione della produzione di potenza tra i vari sistemi di produzione presenti nel sistema. Questo significa che il software, una volta individuato il numero di sorgenti che operano in una *smart grid* e i loro costi di produzione, è in grado di definire la distribuzione di carico ottimale tra le varie fonti di energia con l'obiettivo di minimizzare i costi di produzione di energia elettrica e termica, gli scambi con la rete elettrica e le dispersioni di potenza termica al camino della centrale. Questo viene spiegato più in dettaglio in *Generation Side Management In Smart Grid* di M. A. Ancona et al. [4] e nel seguente paragrafo.

4.2.1 Logica di funzionamento

In un'ottica di risparmio energetico, incremento dell'efficienza dei sistemi di produzione di energia, minimizzazione degli sprechi e degli scambi con la rete elettrica nazionale, la rete che il software EGO 1.0 è in grado di analizzare è molto complessa e comprende sia fonti energetiche rinnovabili non programmabili (RNP) sia sistemi tradizionali come motori a combustione interna e caldaie.

Più in dettaglio si può osservare dalla Figura 4.4 che la produzione di energia elettrica può essere effettuata in modo tradizionale con motori a combustione interna connessi con un alternatore o tramite fonti rinnovabili, quali eolico e fotovoltaico. In fine la rete prevede anche uno stoccaggio dell'energia elettrica tramite batterie. Analogamente, i sistemi di produzione di energia termica possono essere tradizionali, come caldaie e motori a combustione interna in assetto cogenerativo, o tramite pompe di calore e pannelli solari termici. Anche in questo caso è previsto un dispositivo di accumulo per lo stoccaggio dell'energia termica. Inoltre è possibile produrre energia termica frigorifera tramite l'implementazione di gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento. La rete complessa di produzione è, in fine, connessa alla rete di distribuzione del gas naturale e alla rete elettrica nazionale in modo da garantire

a tutte le utenze la continuità nel soddisfacimento dei fabbisogni, sia elettrico che termico o frigorifero.

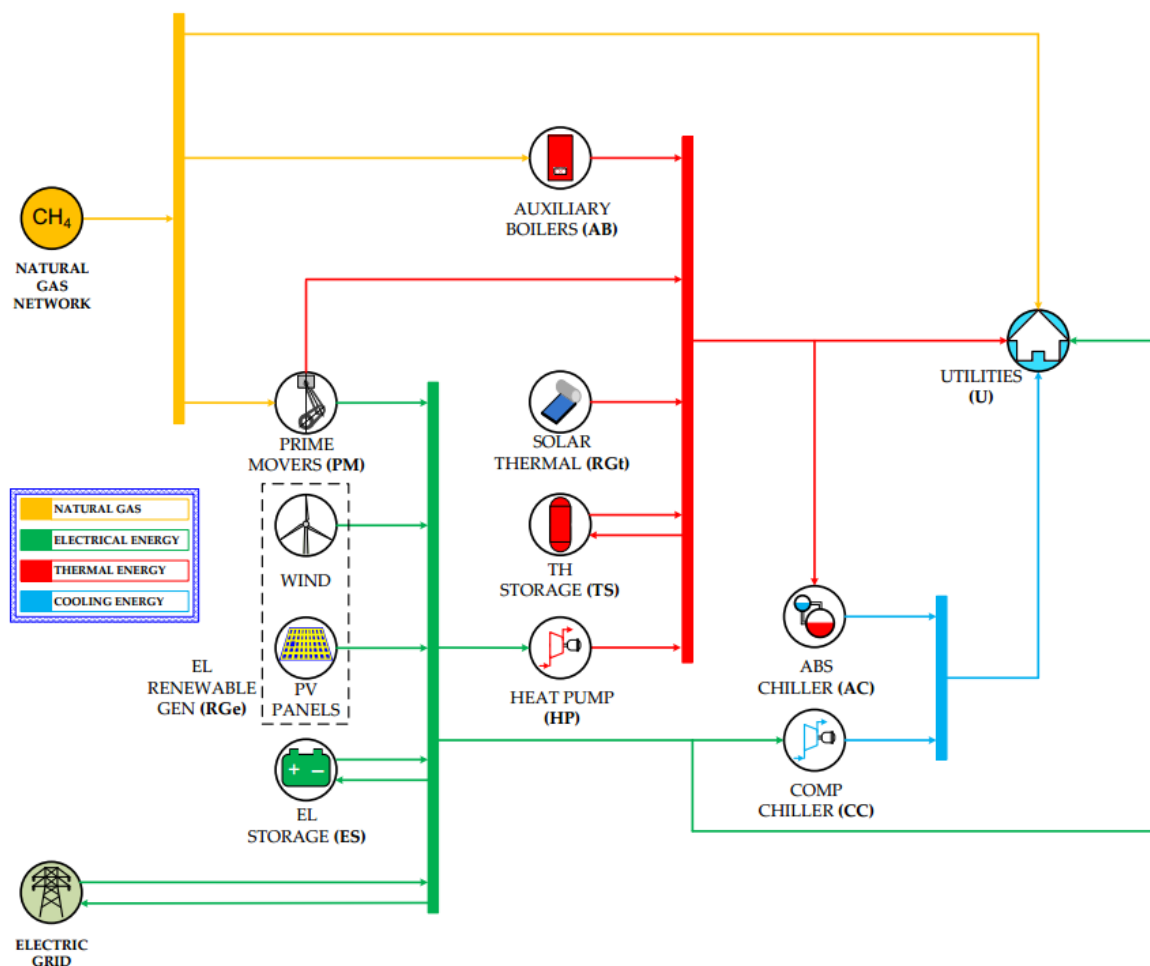


Figura 4.4: Schema rappresentativo della smart grid ottimizzata in EGO [4]

Come accennato nel capitolo precedente gli input al software EGO sono:

- Il totale della potenza elettrica, termica e frigorifera richiesta dalle utenze alla centrale nell'orario considerato
- Definizione dei sistemi di produzione di energia: tipologia, potenza massima, curve di efficienza, punti di design, comportamento in off-design, massima energia stoccabile per i sistemi di accumulo

- Scenario tariffario: tariffe applicate per la vendita e l'acquisto di gas naturale e energia elettrica nelle varie ore della giornata
- Parametri caratteristici per il funzionamento dell'algoritmo genetico

Nel programma sono già presenti delle librerie in cui sono catalogati 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).

Uno schema riportante il diagramma di flusso rappresentativo del codice di calcolo è presentato in Figura 4.5.

Entrando nel dettaglio del codice di calcolo, l'algoritmo genetico cerca una soluzione che possa minimizzare la funzione obiettivo, o anche detta funzione di fitness (FF), così formulata [4]:

$$FF = C_\lambda + C_M + C_E + C_F$$

- C_λ rappresenta il costo totale per il combustibile e può essere espresso tramite:

$$C_\lambda = \left[\sum_{i=1}^{n_{PM}} f_{\lambda,i}^{PM}(L_{PM,i}) + \sum_{i=1}^{n_{AB}} f_{\lambda,i}^{AB}(L_{AB,i}) \right] \cdot \lambda_{fuel}$$

in cui λ_{fuel} è il costo specifico del combustibile [$\text{€}/kW$], mentre $L_{PM,i}$ e $L_{AB,i}$ sono rispettivamente il carico dell' i -esimo motore primo e della i -esima caldaia ausiliaria. Le funzioni $f_{\lambda,i}^{PM}$ e $f_{\lambda,i}^{AB}$ esprimono infine la dipendenza delle potenze introdotte con il combustibile nell' i -esimo motore primo e nella i -esima caldaia ausiliaria dai rispettivi carichi $L_{PM,i}$ e $L_{AB,i}$; n_{PM} ed n_{AB} sono infine rispettivamente il numero di motori primi e di caldaie installate.

- C_M esprime i costi di manutenzione legati a tutti i sistemi energetici presenti all'interno della smart grid. Tale costo si ottiene in funzione della potenza (elettrica, termica o frigorifera) prodotta da ciascuno dei sistemi e del corrispettivo costo specifico (μ_i espresso in [$\text{€}/kW$]):

$$C_M = \sum_{i=1}^{n_{PM}+n_{RGe}} P_{E,i} \cdot \mu_{E,i} + \sum_{i=1}^{n_{RGe}+n_{AB}+n_{HP}} P_{TH,i} \cdot \mu_{TH,i} + \sum_{i=1}^{n_{CC}+n_{AC}} P_{FR,i} \cdot \mu_{FR,i}$$

essendo P_i funzione del carico di ciascun sistema di produzione, $P_i = f(L_i)$.

- C_E è il costo complessivo dell'energia elettrica acquistata dalla rete e può essere stimata come:

$$C_E = P_{E,P} \cdot \xi_{E,P}$$

dove $\xi_{E,P}$ è il costo specifico di acquisto dell'energia elettrica e $P_{E,P}$ la potenza elettrica complessivamente fornita dalla rete elettrica alle utenze. Da notare che se $P_{E,P} > 0$, essa deve essere calcolata come la differenza tra la somma della potenza elettrica richiesta dalle utenze (U), dai frigoriferi a compressione (CC) dalle pompe di calore (HP) e la somma della produzione da rinnovabile non programmabile (RGe), della produzione tramite motori primi (PM) e della potenza elettrica fornita dai sistemi di accumulo (ES).

- C_F rappresenta un termine forzante la strategia di regolazione dell'intera smart grid. Infatti, il software sviluppato consente di ottimizzare la distribuzione di carico dei sistemi di produzione considerando una priorità termica oppure una priorità elettrica. Nel caso di regolazione con priorità termica, per minimizzare l'impatto ambientale dei motori primi, è stato introdotto un costo fittizio che tenga conto delle dispersioni termiche legate alla sovrapproduzione di potenza termica da parte dei motori primi rispetto alla richiesta delle utenze. Tale costo fittizio è espresso come multiplo (p_T) del costo per il combustibile che si avrebbe per produrre la stessa quantità di potenza termica (rispetto alla potenza termica dispersa) tramite una caldaia tradizionale. In caso di più caldaie ausiliarie, per quanto riguarda l'efficienza di conversione corrispondente si assume il valor medio, $\eta_{AB,av}$. Con questa strategia di regolazione, se i sistemi di generazione producono più energia elettrica rispetto alla richiesta delle utenze e alla capacità dei sistemi di accumulo, il surplus può essere venduto alla rete elettrica nazionale. La vendita di energia elettrica alla rete è considerata come una riduzione dei costi di produzione dell'elettricità, tramite un valore specifico $\xi(E, S)$ espresso in ($\text{€}/kW$). Ne segue che il termine C_F può essere espresso come:

$$C_F = \sum_{i=1}^{n_{PM}} \frac{Q_{disp,i}}{\eta_{AB,av}} \cdot \lambda_{fuel} \cdot p_T - P_{E,S} \cdot \xi_{E,S}$$

D'altra parte, in caso di regolazione con priorità elettrica, la vendita di elettricità alla rete è scoraggiata considerando tale opzione come un costo (contrariamente al caso precedente). Analogamente a quanto visto per l'energia termica nella strategia di regolazione precedente, qui un fattore moltiplicativo (p_E) viene applicato per penalizzare l'eccesso di produzione di energia elettrica, mentre la dispersione di parte del calore prodotto tramite motori primi nell'ambiente non viene considerato come un costo. Pertanto, il termine C_F risulta:

$$C_F = P_{E,S} \cdot \xi_{E,S} \cdot p_E$$

Questa strategia può essere adottata, per esempio, in caso di smart grid non connessa alla rete elettrica nazionale o se quest'ultima non è in grado di fornire l'energia richiesta.

L'obiettivo è ora quello di cercare la soluzione che possa minimizzare la funzione obiettivo. Per fare ciò entrano in gioco gli algoritmi genetici. Per prima cosa l'algoritmo crea una popolazione di individui, ovvero le soluzioni al nostro problema. La popolazione è un parametro fondamentale del problema che può influenzare l'algoritmo in maniera significativa e può essere deciso arbitrariamente o in relazione al nostro problema. Nel nostro caso la taglia della popolazione (p_S) è stimata come funzione del numero totale dei sistemi di generazione (n_{tot}) inclusi nella nostra rete, in accordo con la seguente relazione:

$$p_S = P_{FM} \cdot (L_{UP} - L_{LO}) \cdot n_{tot}$$

dove L_{UP} e L_{LO} sono i limiti superiore ed inferiore del range di variazione del carico L_i , mentre P_{FM} è un parametro moltiplicativo (un numero intero superiore a 1). Più in dettaglio, P_{FM} è un parametro di tuning che influenza la velocità di convergenza dell'algoritmo: bassi valori di P_{FM} significano pochi individui per ciascuna generazione e – di conseguenza – la convergenza dell'algoritmo può richiedere un

elevato numero di iterazioni; viceversa, un numero elevato di individui (alti valori di P_{FM}) riduce il numero di iterazioni necessarie alla convergenza ma aumenta il tempo necessario per ciascuna iterazione. Dopo la creazione della prima generazione, ogni individuo della popolazione viene sottoposto alla FF e ne viene valutato il valore. Successivamente viene creata una classifica relativa alle FF, la FF rank in figura. Gli individui con valori della FF più bassi sono considerati i migliori ed occuperanno posti più alti nella classifica. L'ultimo 25% del rank viene automaticamente eliminato dalla generazione, mentre l'altro 75% viene utilizzato per creare nuove generazioni, quindi nuove soluzioni possibili, attraverso l'applicazione di due diversi operatori genetici: crossover e mutazione. A questo punto è stata creata una nuova generazione. Ad eccezione della prima generazione, per tutte le generazioni successive la soluzione che possiede rank più elevato, $FFR\#1(i)$, viene confrontata con la corrispondente della generazione precedente, $FFR\#1(i - 1)$; la procedura termina quando il valore assoluto della differenza tra queste due quantità è minore di un valore di tolleranza imposto, ovvero quando:

$$|FFR\#1(i) - FFR\#1(i - 1)| < TOL$$

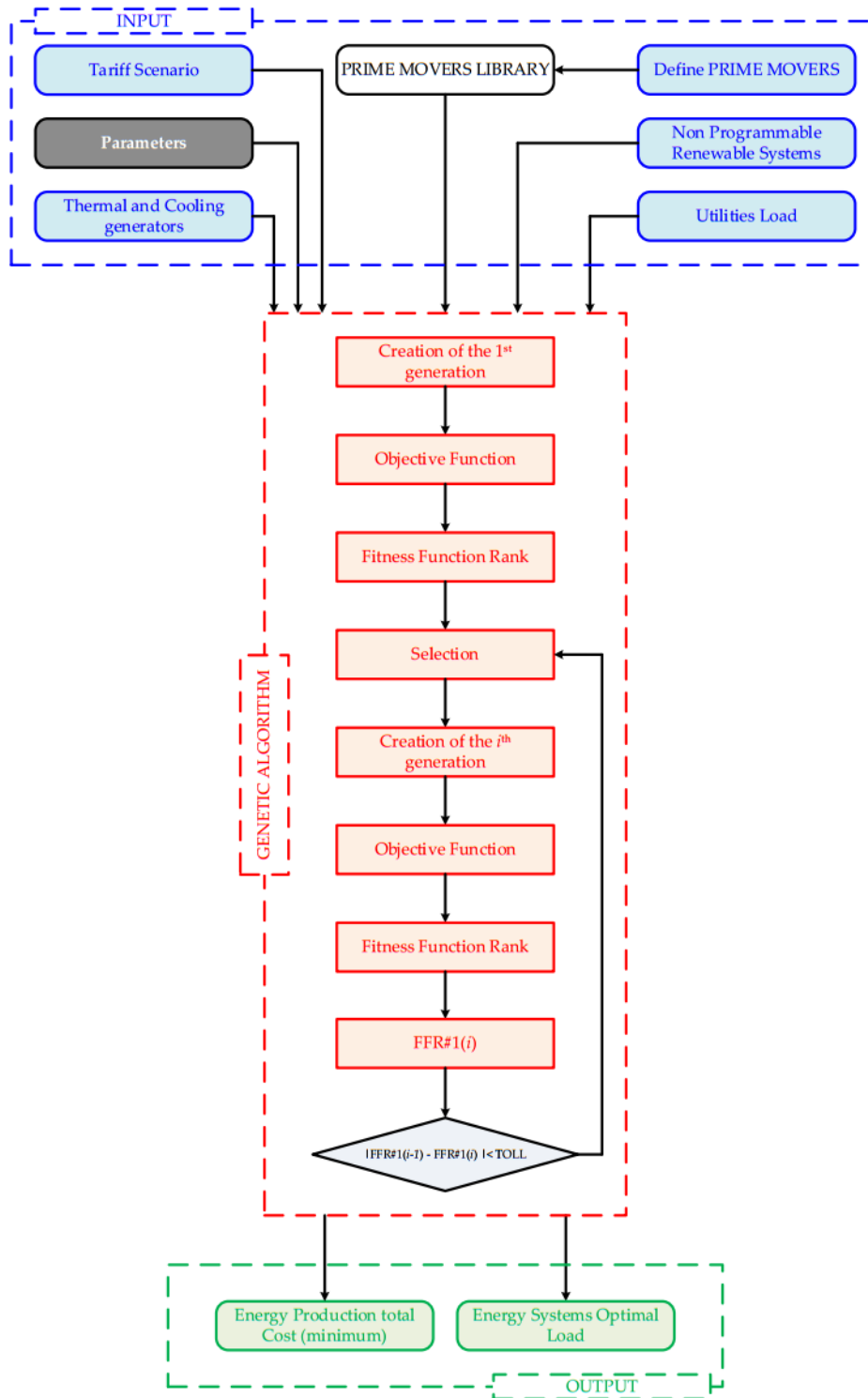


Figura 4.5: Schema rappresentativo delle codice di calcolo di EGO [4]

Capitolo 5

Strategie per la gestione ottimizzata della centrale

Nei capitoli precedenti è stata descritta la rete di teleriscaldamento di Corticella e i suoi sistemi di produzione attualmente in uso. Successivamente sono stati descritti i software di implementazione e ottimizzazione della rete. In questo capitolo andremo ad individuare le strategie di gestione ottimali per i diversi scenari che sono stati ipotizzati.

Lo scopo principale di questo elaborato è, come più volte sottolineato, l'analisi e l'ottimizzazione della gestione dei sistemi di produzione di energia durante un *giorno tipo estivo*. I casi di una giornata tipo invernale sono stati già ampiamente discussi in [5]. La differenza principale che riscontriamo nella configurazione estiva, rispetto a quella invernale, è l'introduzione di gruppi frigoriferi ad assorbimento: questi sono posizionati presso ogni utenza e producono energia termica per il condizionamento estivo in loco tramite il calore prodotto dalla rete di teleriscaldamento (vedi Capitolo 3). Inoltre, come già descritto nel paragrafo 3.3, presso l'utenza 17, è installato un gruppo frigorifero a compressione che richiede energia elettrica. Nello *Scenario 4* invece verranno introdotte delle pompe di calore presso ogni utenza in modo da variare la domanda di energia elettrica e termica e creare uno scenario completamente diverso.

Una caratteristica importante che influenza ampiamente la logica di regolazione e ottimizzazione delle sorgenti di produzione energetica presenti in centrale è la

priorità di non dissipazione: si vuole quindi evitare che ci sia una sovrapproduzione di potenza elettrica da dover immettere in rete, e analogamente, evitare una sovrapproduzione termica da dover dissipare in ambiente. Questo sta a significare che la curva di fabbisogno energetico, termica o elettrica, che presenta i valori minori di richiesta di energia, è la curva che limita il carico del motore cogenerativo durante la giornata. Nel caso uno dei due fabbisogni di energia non venga soddisfatto, interverranno la rete elettrica per la richiesta di potenza elettrica e le caldaie per la richiesta di potenza termica.

Come già visto in precedenza nel Capitolo 3, la richiesta di potenza termica risulta maggiore durante tutto l'arco della giornata rispetto a quella elettrica. Quindi in tutti gli scenari, tranne che nello *Scenario 4* come verrà mostrato in seguito, è la richiesta elettrica che limita la produzione del cogeneratore.

La scelta di minimizzare gli scambi di potenza elettrica tra la rete di teleriscaldamento e la rete elettrica nazionale risiede anche nel fatto che quando immettiamo potenza elettrica nella rete nazionale si creano delle piccole variazioni di frequenza che, seppur piccole, influenzano la stabilità della rete. In secondo luogo, facendo riferimento al caso specifico della rete di Corticella, la produzione eccessiva di energia elettrica da parte del cogeneratore, anche se può essere venduta alla rete con un ricavo minimo, risulta più onerosa rispetto ad una produzione che segua la curva elettrica dei consumi interni e in cui intervengano le caldaie per coprire interamente la domanda di potenza termica (paragrafo 4.2.1).

Più in dettaglio, di seguito sono elencati i vari scenari che andremo ad analizzare:

- *Scenario 0*: in questo primo scenario la centrale produrrà energia termica secondo l'attuale logica di funzionamento invernale, anche per il periodo estivo, e con gli attuali dispositivi, senza apportare alcun cambiamento; l'energia termica verrà poi trasformata presso ogni utenza tramite gruppi ad assorbimento in energia frigorifera per il raffrescamento degli ambienti.
- *Scenario 1*: La configurazione della centrale rimane invariata rispetto allo *Scenario 0* ma la produzione del motore in assetto cogenerativo viene ottimizzata; in caso di bisogno potranno intervenire le caldaie di back-up per soddisfare il bisogno di energia termica.

-
- *Scenario 2*: In aggiunta ai normali sistemi di produzione vengono installati un impianto fotovoltaico presso il supermercato e un impianto solare termico presso la centrale.
 - *Scenario 3.1*: In seguito a considerazioni sui risultati degli scenari precedenti, viene sostituito il motore cogenerativo con uno di taglia inferiore e la smart grid viene riportata nella configurazione iniziale, come nello *Scenario 1*; non è quindi prevista l'aggiunta di altri sistemi di produzione, oltre alle caldaie già presenti.
 - *Scenario 3.2*: Questa configurazione prevede la connessione alla smart grid di un impianto fotovoltaico, installato presso il supermercato, e di un impianto solare termico, installato presso la centrale.
 - *Scenario 4*: La configurazione della rete cambia radicalmente: i gruppi frigoriferi ad assorbimento vengono sostituiti con pompe di calore installate presso le varie utenze; si trasforma così anche la domanda di energia elettrica e termica.
 - *Scenario 5*: In questo ultimo scenario la centrale, in assetto trigenerativo, si fa carico di tutta la spesa, sia elettrica che termica di tutte le utenze in un'ottica di configurazione *Off-Grid*; il motore cogenerativo torna ad essere quello di taglia superiore attualmente installato nella centrale di Corticella.

Di seguito in Tabella 5.1 vengono riassunti i sistemi di produzione installati a seconda dei vari scenari analizzati. In seguito a questo paragrafo verranno analizzati i risultati relativi agli scenari sopraelencati.

Tabella 5.1: Sistemi di generazione installati per ogni scenario

	MCI	Caldaie	ST(centr)	PV(dec.)	PdC (dec)
Scenario 0	•	•			
Scenario 1	•	•			
Scenario 2	•	•	•	•	
Scenario 3.1	•	•			
Scenario 3.2	•	•	•	•	
Scenario 4	•	•			•
Scenario 5	•	•			

5.1 Scenario 0

Lo scenario rappresentato in questa sezione rappresenta lo stato attuale della centrale di produzione della rete di Corticella. Uno schema è presentato in Figura 5.1. In questa configurazione la produzione dell'energia elettrica per l'autoconsumo e per il supermercato è affidata al cogeneratore che può produrre, a pieno carico, fino a $1415kW$ elettrici. L'autoconsumo fa riferimento principalmente ai consumi per il pompaggio della rete che, secondo la logica di distribuzione nella rete a portata fissa, sono fissi e pari a circa $126kW$ elettrici. Nel caso ci sia un eccesso di produzione, questa viene immessa nella rete elettrica nazionale che è connessa alla centrale. La produzione termica, come già affermato nel Paragrafo 2.2, viene affidata al cogeneratore recuperando il calore prodotto, capace di produrre fino a circa $1500kW$ termici, e alle 4 caldaie a giri di fumo, che producono a pieno carico circa $2900kW$ termici. Non è previsto nessun dispositivo di accumulo di energia, né termico, né elettrico.

Questo scenario riprende il funzionamento standard che viene attuato durante il periodo invernale. La produzione di energia non viene ottimizzata come nella logica di una *smart grid*. Durante la giornata tipo estiva il motore cogenerativo viene tenuto in funzione, al 100% del carico nominale, dalle 9:00 alle 17:00 comprese.

Come si può facilmente intuire dalla Figura 5.2, la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore è in forte *surplus* rispetto alla richiesta della centrale e del supermercato, e per questo motivo la maggior parte dell'energia elettrica prodotta viene immessa in rete. Durante le ore della giornata in cui il motore cogenerativo è tenuto spento invece, l'energia elettrica viene interamente acquistata dalla rete come si può vedere in Figura 5.3.

Per quanto riguarda la produzione di energia termica, questa risulta direttamente correlata alla produzione del cogeneratore, come si può osservare dalla Figura 5.4. Le caldaie risultano in funzione per tutto l'arco della giornata e seguono la richiesta delle utenze, tranne nelle ore di funzionamento del cogeneratore in cui funzionano da *back-up* del motore, e di conseguenza ne vengono ridotti il carico e la richiesta di combustibile.

In fine l'andamento del consumo di combustibile, diviso tra il motore cogenerativo e le caldaie è rappresentato in Figura 5.5. Come si può notare, alle ore 9:00 c'è un picco di consumo del combustibile: questo è dovuto in parte al fabbisogno per il

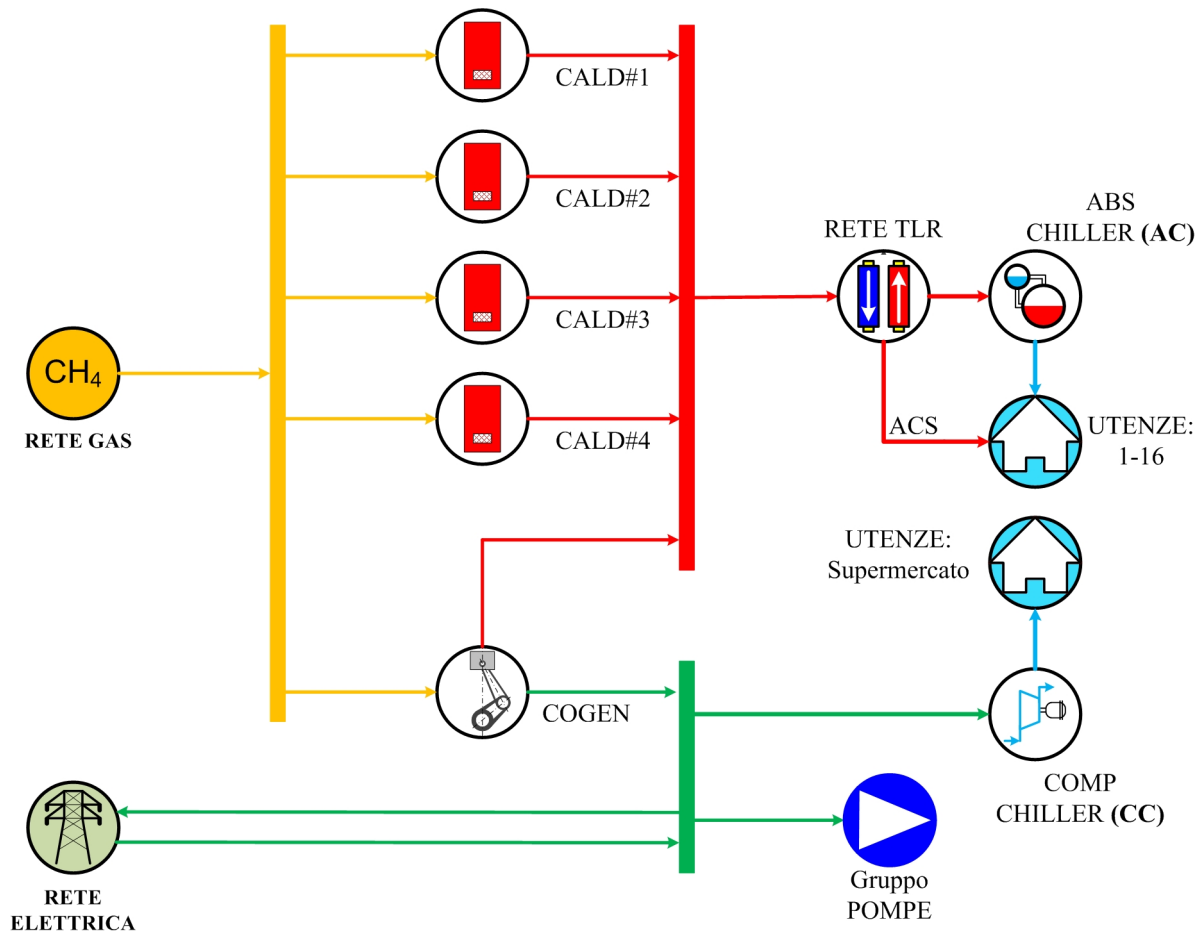


Figura 5.1: Riproduzione schematica dello scenario 0

raffrescamento, la cui curva però risulta regolare e non può giustificare il forte picco. Questo è giustificato principalmente dal consumo per la produzione di acqua calda sanitaria che presenta una forte irregolarità proprio alle ore 9:00, come già osservato in Figura3.5.

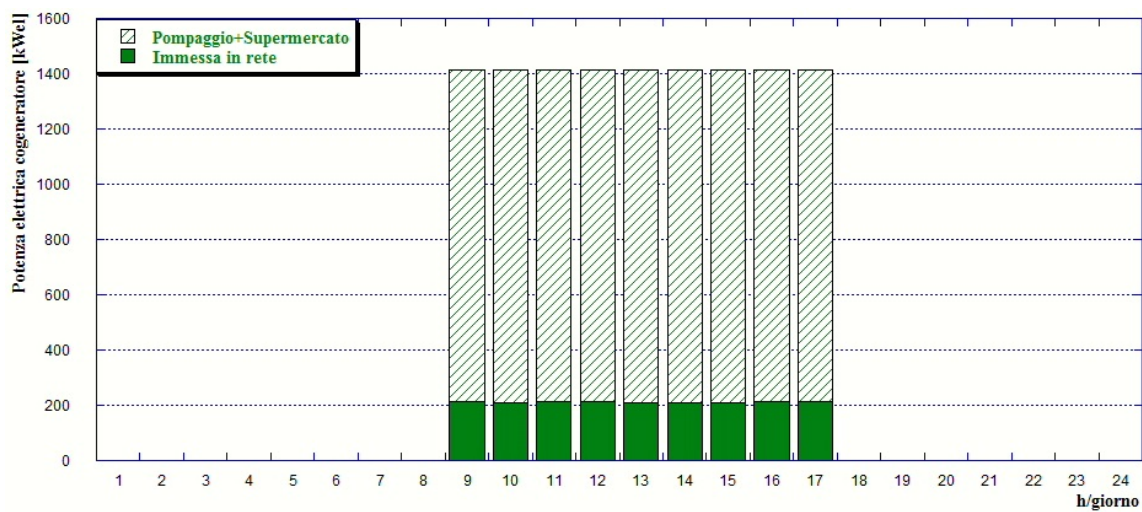


Figura 5.2: Scenario 0: potenza elettrica prodotta dal cogeneratore

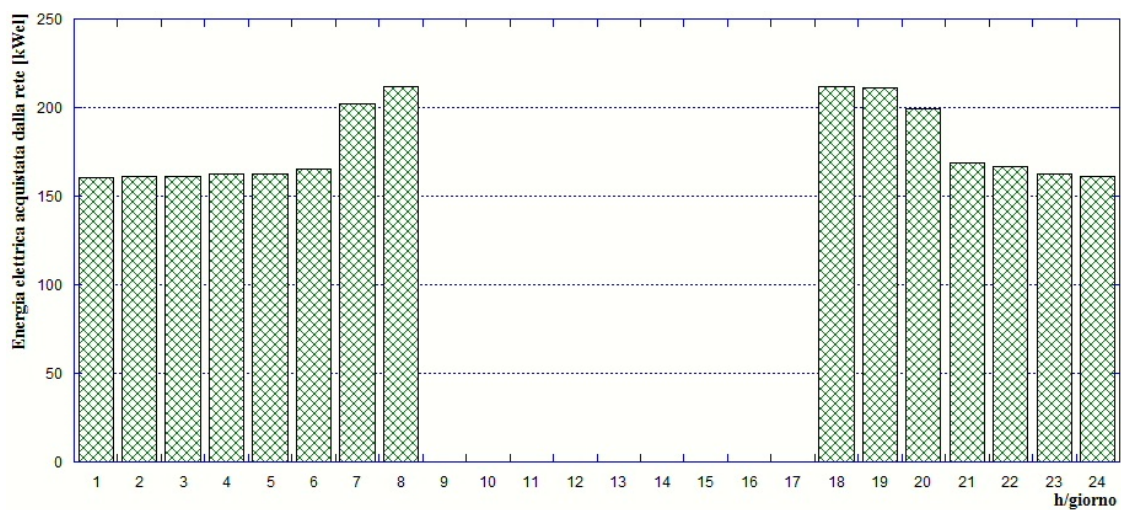


Figura 5.3: Scenario 0: potenza elettrica acquistata dalla rete

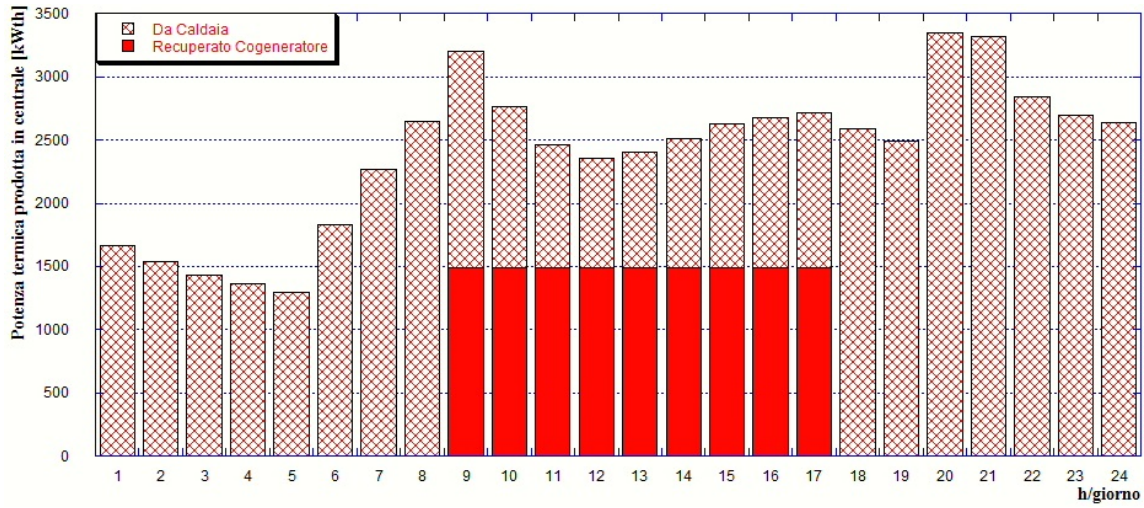


Figura 5.4: Scenario 0: potenza termica prodotta in centrale

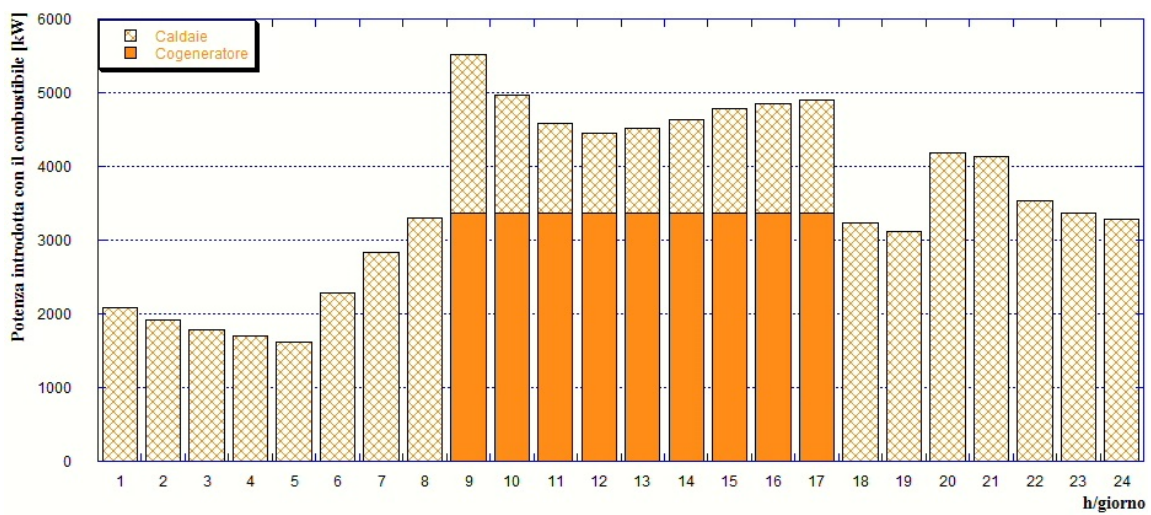


Figura 5.5: Scenario 0: potenza termica introdotta con il combustibile

5.2 Scenario 1

Nello *Scenario 1* viene riproposta la configurazione iniziale della rete di teleriscaldamento di Corticella, come in Figura5.1. In questo caso però la produzione dalle varie fonti viene ottimizzata in termini di carico dei diversi sistemi di produzione e in termini di scambio di potenza elettrica con la rete. L'ottimizzazione è possibile grazie al software *EGO 1.0*.

Una delle caratteristiche principali delle simulazioni che verranno discusse d'ora in poi, come affermato all'inizio di questo capitolo, è la minimizzazione dello scambio di potenza elettrica con la rete nazionale, soprattutto per quanto riguarda l'immissione di potenza nella rete. Questa caratteristica influenzerà molto i risultati a seguire poiché limita, attraverso l'introduzione in *EGO 1.0* di un valore fittizio dell'energia elettrica immessa in rete, la produzione del cogeneratore. Andremo quindi ad ottimizzare la rete con una logica di regolazione con *priorità elettrica*.

Il primo risultato rilevante è la percentuale di carico del motore cogenerativo. Come si può notare dalla Figura5.6, il carico risulta in tutte le ore della giornata inferiore al limite minimo del 20% imposto precedentemente (si veda paragrafo2.2). Questo ci obbliga a tenere il motore cogenerativo spento durante tutta la giornata tipica estiva.

Di conseguenza è necessario acquistare dalla rete nazionale la potenza elettrica, come presentato in Figura5.7, ed a produrre la potenza termica necessaria alle utenze tramite le caldaie, come si vede in Figura5.8.

In seguito a quanto affermato fino ad adesso, la potenza introdotta con il combustibile segue la produzione di energia delle caldaie, come è visibile in Figura5.9.

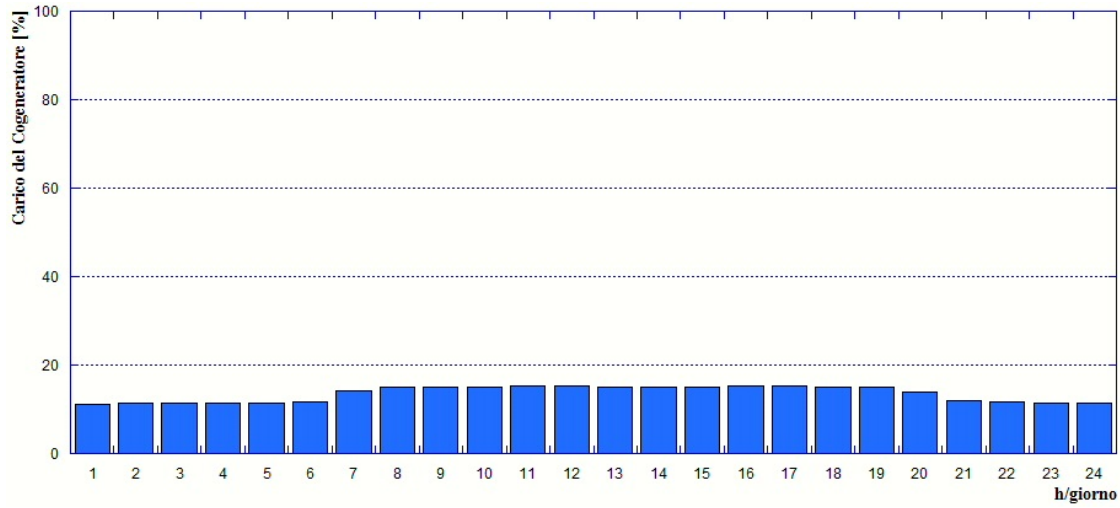


Figura 5.6: Scenario 1: Carico, espresso in percentuale, del cogeneratore

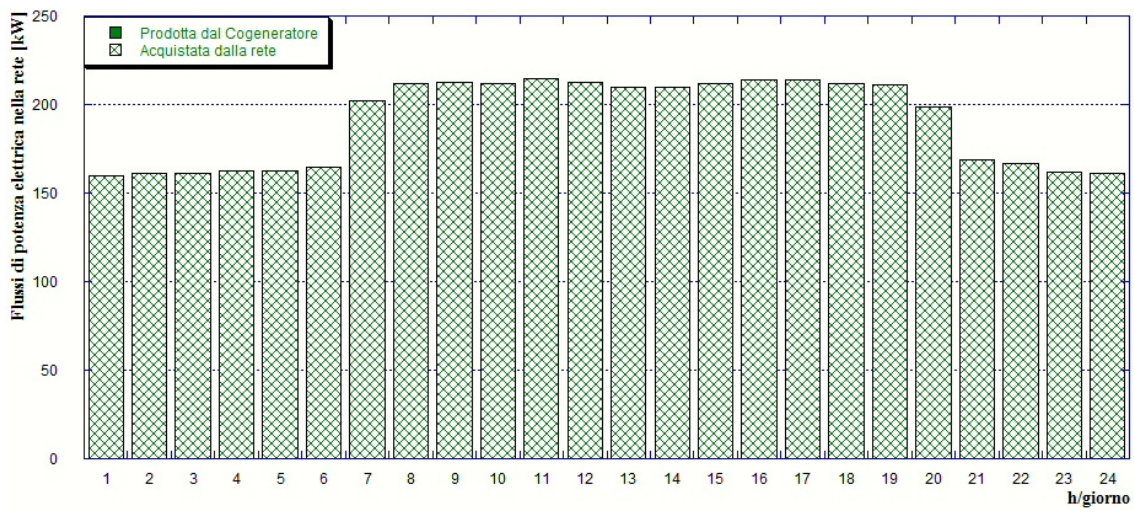


Figura 5.7: Scenario 1: Flusso di potenza elettrica nella rete di Corticella

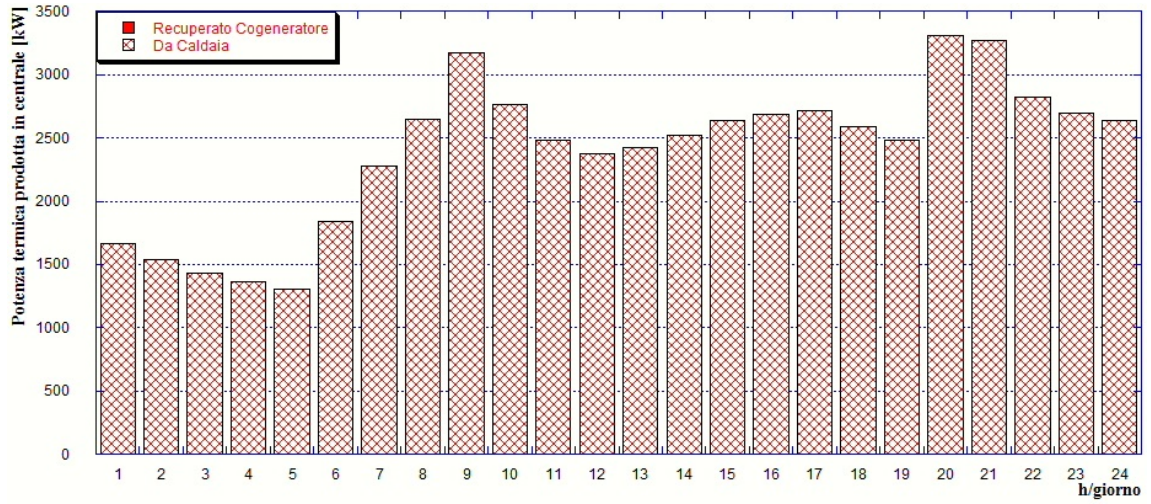


Figura 5.8: Scenario 1: potenza termica prodotta in centrale

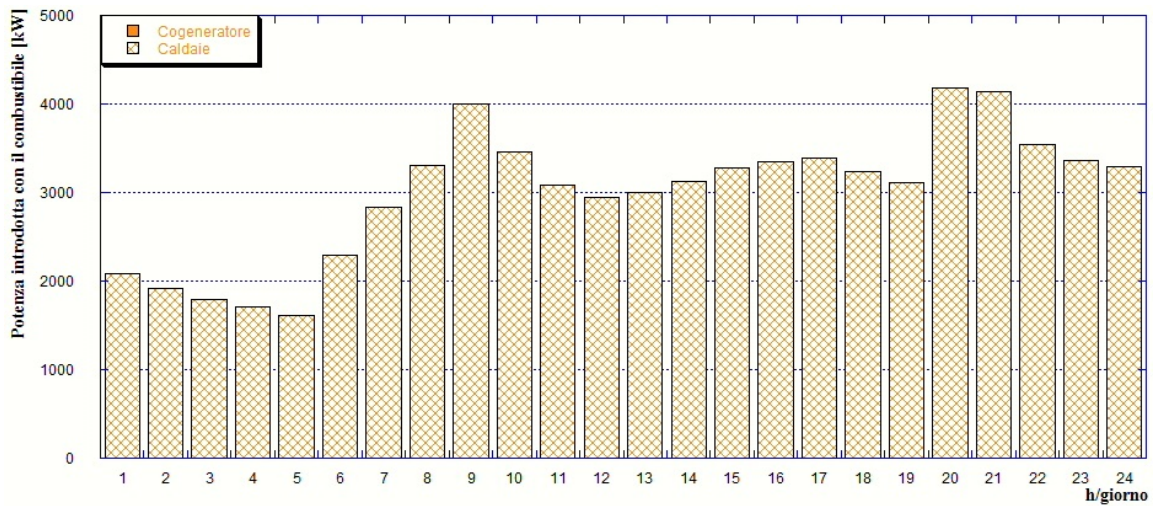


Figura 5.9: Scenario 1: potenza termica introdotta con il combustibile

5.3 Scenario 2

Questo scenario rappresenta la prima variante rispetto alla configurazione originale della rete di teleriscaldamento di Corticella.

Come rappresentato in Figura 5.10, lo *Scenario 2* prevede l'installazione presso la centrale di pannelli solari termici, per una superficie di 300 m^2 e una inclinazione di 30° verso sud, che risulta essere la condizione migliore per la città di Bologna. A questi viene accoppiato un sistema di accumulo di 1 m^3 . La scelta del volume di accumulo fa parte dell'analisi di ottimizzazione condotta e risulta in funzione della superficie di solare installato. In particolare, questo volume è stato scelto in base a dei precedenti studi condotti sulla rete di teleriscaldamento di Corticella [5]. Il volume di accumulo consente di evitare, nell'arco di una giornata, la dispersione della produzione da solare e contemporaneamente, a fine giornata, di riportare il serbatoio alle condizioni di riempimento iniziali, in modo tale che il giorno successivo si possa riprodurre lo stesso ciclo. Si è quindi ipotizzato che il serbatoio di accumulo abbia una temperatura minima di $70 \text{ }^\circ\text{C}$ e una temperatura massima di $120 \text{ }^\circ\text{C}$ e che inizialmente si trovi alla sua temperatura minima. Inoltre, per tutte le simulazioni condotte è stata assunta un'efficienza di conversione della radiazione solare incidente in energia termica pari all' 80%.

Contemporaneamente vengono installati pannelli fotovoltaici in corrispondenza del supermercato, su una superficie di 1680 m^2 , inclinati di 30° verso sud e con una efficienza del 10%. Questa superficie è stata scelta in ragione dello spazio totale disponibile sulla copertura della struttura, che risulta essere di circa 4200 m^2 , e ridotta in considerazione degli ombreggiamenti, dell'alloggiamento, degli apparecchi già presenti e della manutenzione: è stata così considerata una riduzione degli spazi del 60%. I pannelli fotovoltaici serviranno a soddisfare il fabbisogno della medesima utenza: la produzione massima dei pannelli è comunque inferiore alla richiesta dell'utenza, e per questo tutta la produzione verrà assorbita dal supermercato e dal suo gruppo frigorifero a compressione ad esso associato. Questo andrà a sgravare il motore cogenerativo della quota parte che avrebbe dovuto produrre per il supermercato. L'utenza rimane comunque connessa alla rete elettrica della centrale qualora la produzione da fotovoltaico non riesca a soddisfare a pieno la richiesta di potenza elettrica.

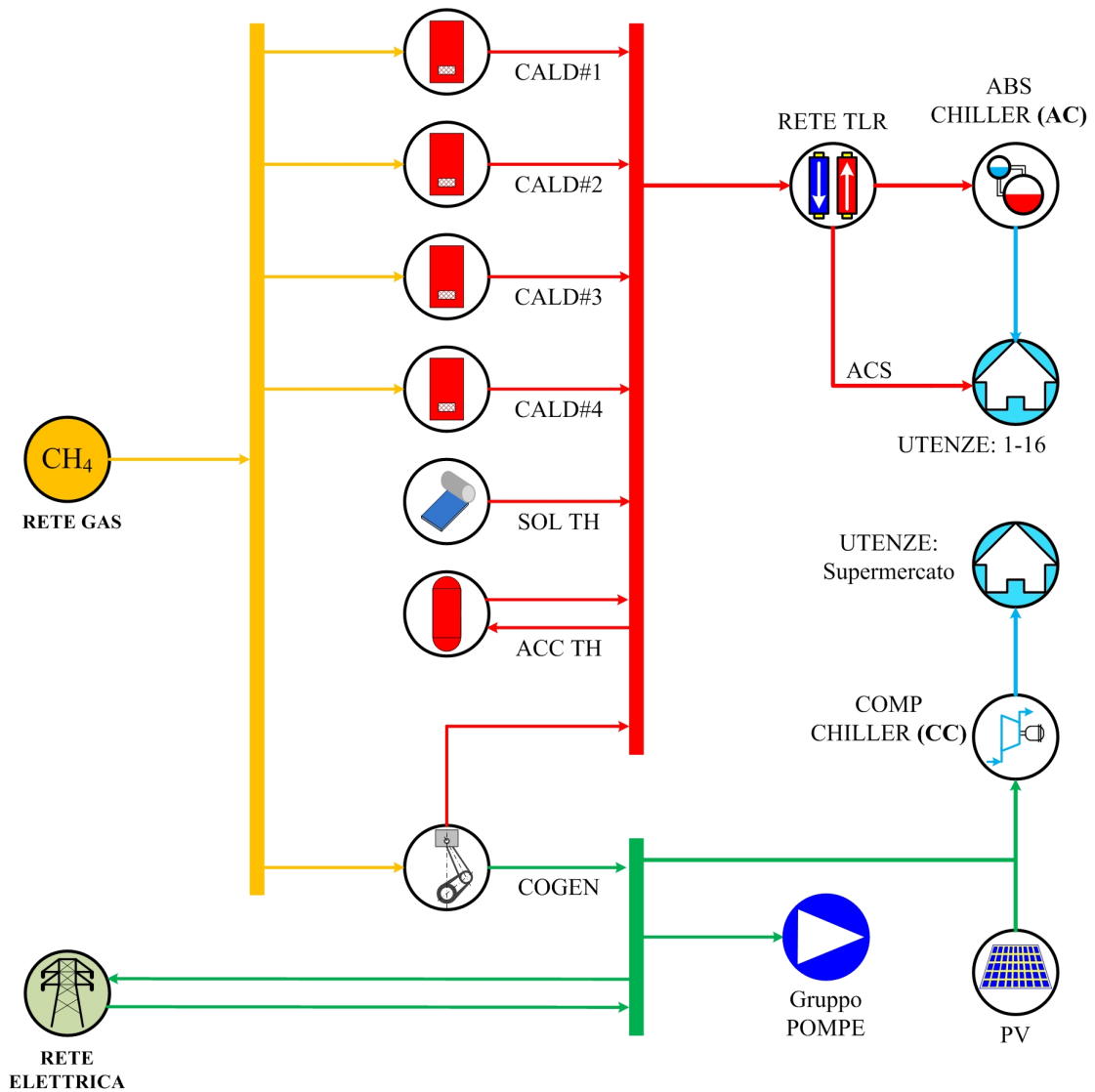


Figura 5.10: Riproduzione schematica dello scenario 2

In Figura 5.11 troviamo l'energia elettrica che i pannelli fotovoltaici sono in grado di produrre durante una giornata tipica estiva. In Figura 5.12 troviamo invece la potenza termica prodotta dai pannelli solari termici nelle medesime condizioni, ma con superficie e efficienza di conversione diversa.

Procedendo con l'ottimizzazione dei carichi per questo scenario tramite l'aiuto del software, notiamo che troviamo una situazione analoga dello *Scenario 1* (si veda 5.2). Anche in questo caso, il carico del motore cogenerativo è troppo basso per

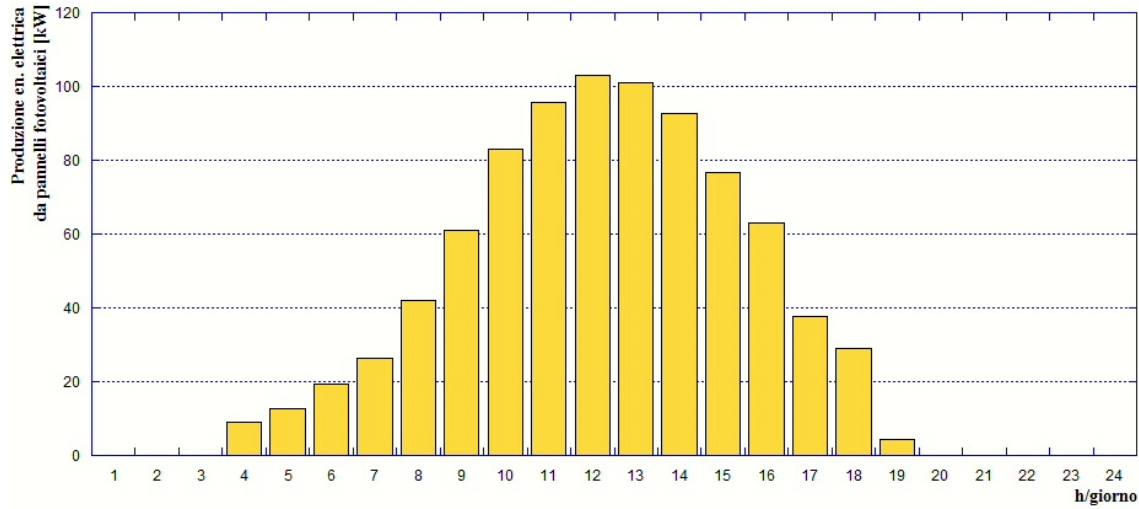


Figura 5.11: Produzione di energia elettrica da fotovoltaico: inclinazione 30° sud e superficie di $1680 m^2$

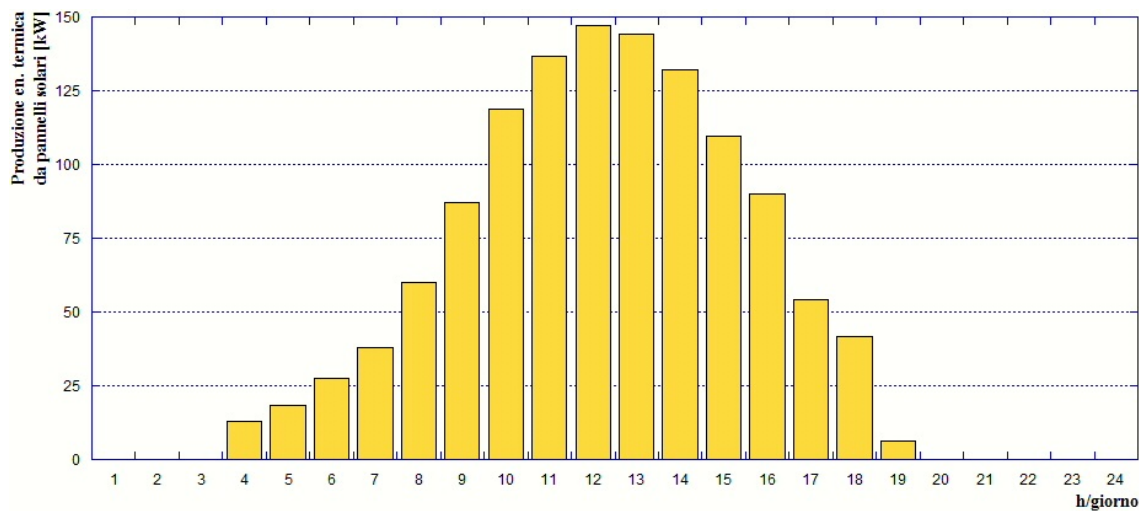


Figura 5.12: Produzione di energia termica da solare: inclinazione 30° sud e superficie di $300 m^2$

giustificare la sua messa in funzione durante tutto l'arco della giornata, come si può osservare dalla Figura 5.13, poiché inferiore al 20%. Possiamo inoltre notare che, a differenza della curva di carico dello *Scenario 1* in Figura 5.6, nelle ore centrali il carico del cogeneratore diminuisce: questo grazie alla produzione di energia elettrica da parte dei pannelli fotovoltaici installati il supermercato.

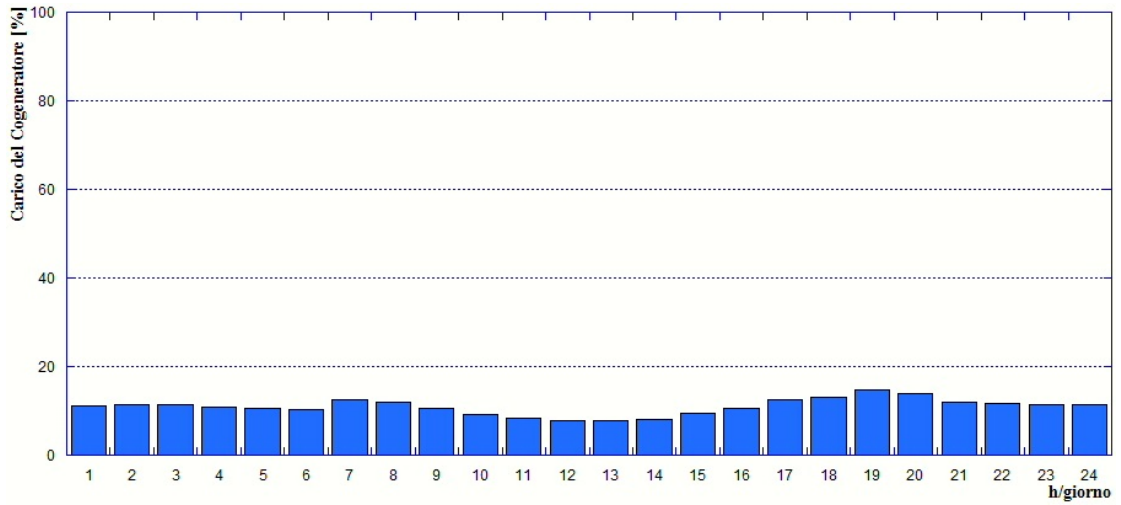


Figura 5.13: Scenario 2: Carico, espresso in percentuale, del cogeneratore

Di conseguenza, anche in questo caso, il motore cogenerativo verrà tenuto spento per tutto l'arco della giornata: il fabbisogno elettrico verrà soddisfatto dalla produzione fotovoltaica e dall'acquisto di potenza elettrica dalla rete, come si può osservare dalla Figura 5.14, mentre il fabbisogno termico dalla produzione dei pannelli solari termici e dalle caldaie, in Figura 5.15.

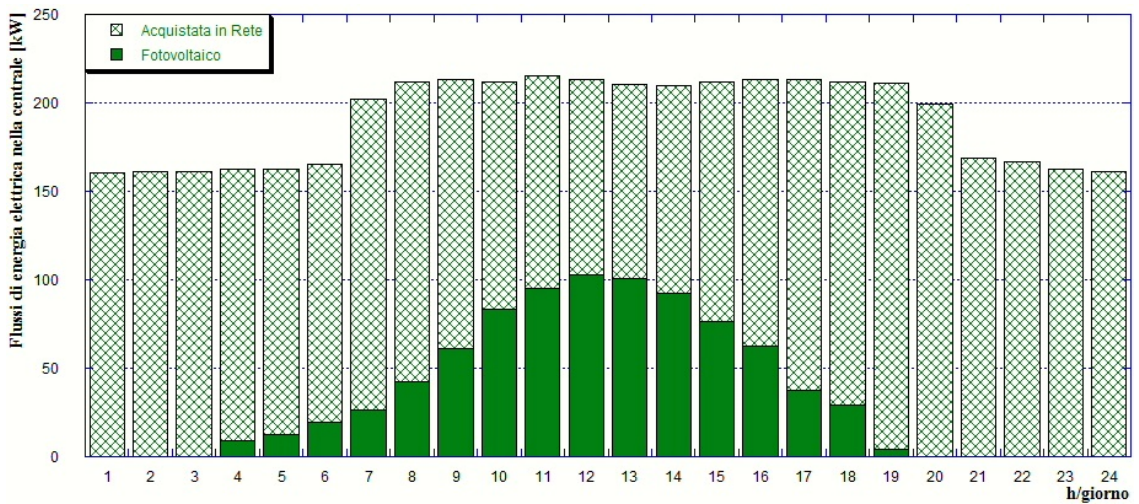


Figura 5.14: Scenario 2: Flusso di potenza elettrica nella rete di Corticella

Come si può facilmente notare, la produzione di energia termica da parte dei pannelli solari è esigua se confrontata con il fabbisogno reale e viene immediatamente

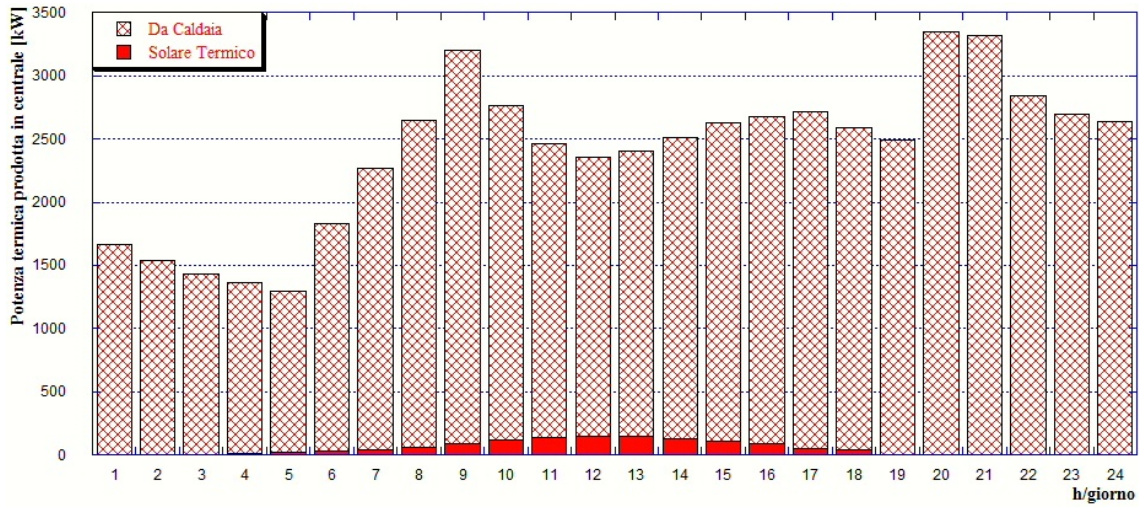


Figura 5.15: Scenario 2: Potenza termica prodotta in centrale

consumata: per questo motivo l'accumulo previsto non viene mai utilizzato e la sua temperatura rimane costante a 70 °C.

Per quanto riguarda invece la potenza introdotta con il combustibile, i valori non differiscono molto da quelli dello *Scenario 1*, e sono presentati in Figura 5.16. Il consumo di energia introdotta in centrale con il combustibile risulta essere di 70574 kWh alla fine delle 24 ore considerate per una giornata.

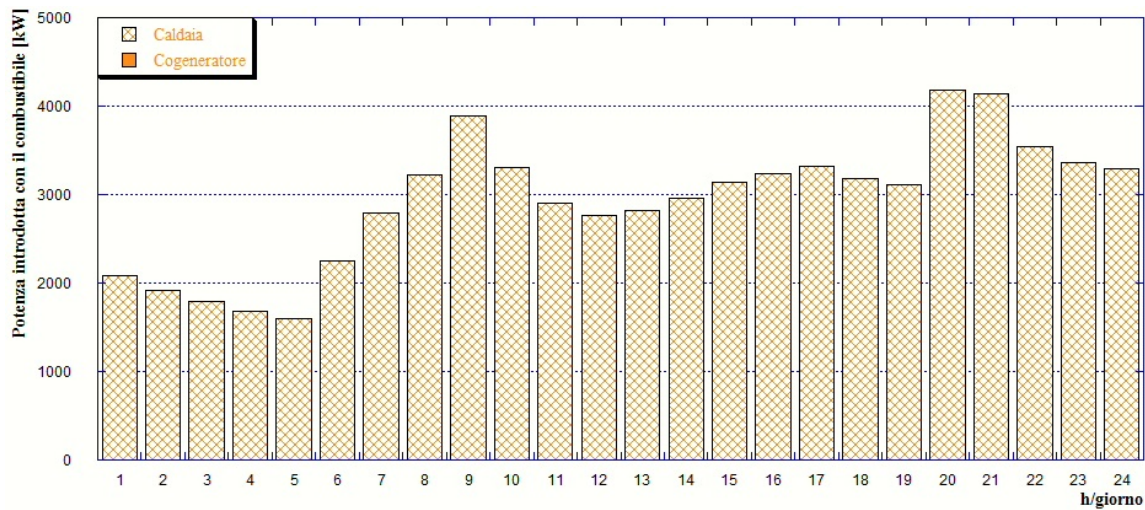


Figura 5.16: Scenario 2: Potenza introdotta con il combustibile in centrale

5.4 Considerazioni in itinere

Osservando i risultati degli scenari fino ad ora analizzati risulta evidente che, a causa della logica di *non dissipazione* con cui si effettuano le simulazioni tramite il software EGO 1.0, il motore avrà sempre un carico inferiore al carico minimo consentito, che è del 20%, come confermato dalle Figura5.6 e Figura5.13. Questo avviene perché il motore risulta *troppo sovradimensionato* per il carico elettrico da soddisfare durante una giornata tipo estiva.

In seguito a queste osservazioni e dal momento che l'implementazione della produzione di energia termica per il condizionamento estivo dei locali tramite gruppi ad assorbimento è, per la rete di teleriscaldamento di Corticella, solo in via sperimentale e teorica-progettuale, si è immaginato di poter installare un altro motore a combustione interna in assetto cogenerativo all'interno della centrale di produzione.

Si è scelto di dimensionare il motore in base al picco massimo di richiesta di potenza elettrica che la centrale deve essere in grado di fornire. In relazione quindi alla Figura3.15–paragrafo3.5– è stato scelto un motore da $220kW$ elettrici, capace di produrre contemporaneamente circa $232kW$ termici. Più in dettaglio le curve di rendimento, sia elettrico che termico, rimangono invariate rispetto al motore già installato in centrale (vedere Figura2.7).

Da questo momento in poi faremo quindi riferimento al cogeneratore appena descritto: tutti gli scenari e le ottimizzazioni del software EGO1.0 saranno eseguite con questa configurazione della centrale.

5.5 Scenario 3.1

In questo paragrafo viene descritto e analizzato lo *Scenario 3.1*, il quale presenta una configurazione coincidente con lo *Scenario 1* che, per completezza, riportiamo in Figura5.17.

Il cogeneratore installato in centrale ha ora una potenza di design di $220kW$ elettrici e $232kW$ termici, come affermato nel paragrafo precedente. Come possiamo chiaramente osservare dalla Figura5.18, rispetto agli scenari precedenti, ora il motore cogenerativo può restare acceso durante tutto l'arco della giornata e il suo carico non risulta mai inferiore al 70%.

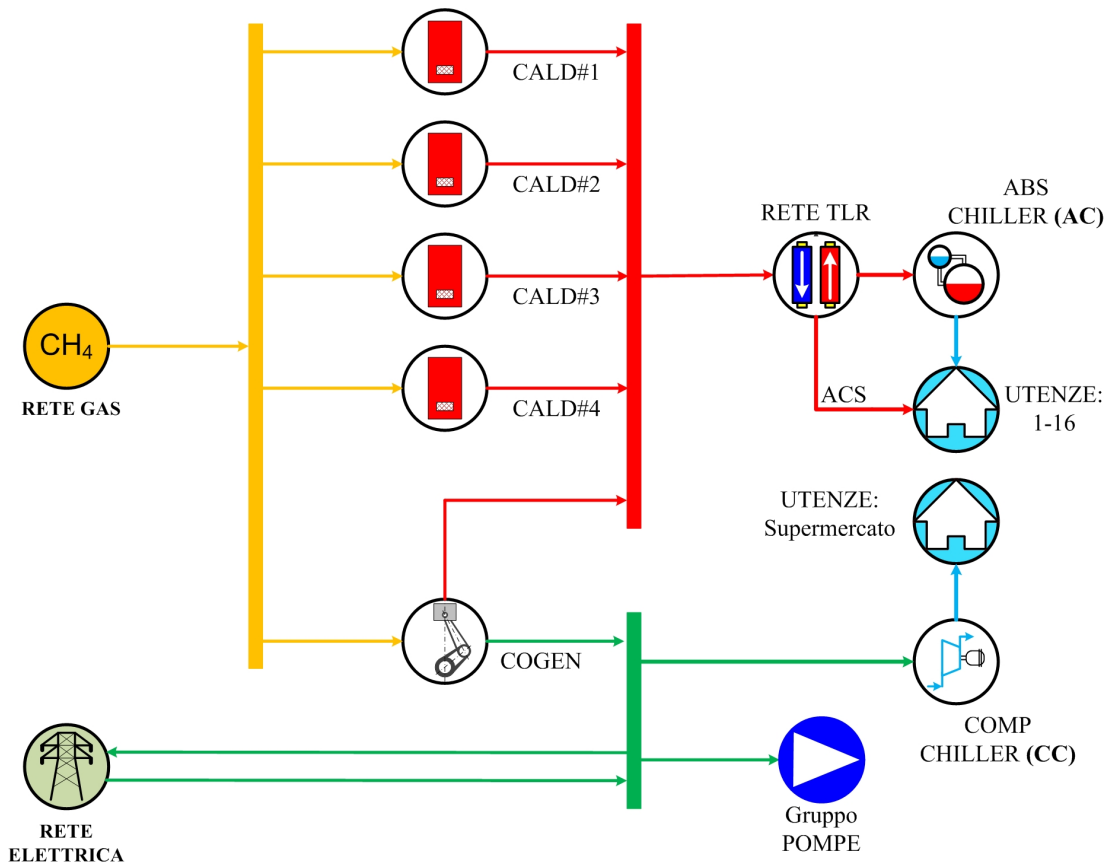


Figura 5.17: Riproduzione schematica dello scenario 3.1

Di conseguenza la potenza elettrica necessaria al pompaggio e al condizionamento del supermercato risulta interamente prodotta dal cogeneratore durante tutto l'arco della giornata, e la potenza elettrica acquistata dalla rete è nulla. I risultati dei flussi di potenza elettrica sono presentati in Figura 5.19.

Quando passiamo ad analizzare i carichi termici però, la situazione risulta completamente diversa rispetto a quelli elettrici: la richiesta di fabbisogno termico è troppo alta perché il cogeneratore possa coprirlo e quindi la maggior parte del carico è soddisfatto dalle caldaie che dovranno entrare in funzione per tutte le 24 ore, come si può osservare in Figura 5.20, coprendo quasi per intero la richiesta di energia termica da fornire alla rete.

Una conseguenza diretta di ciò, è che rispetto allo *Scenario 1*, la maggior parte del combustibile viene fornito alla caldaia (Figura 5.21). L'energia introdotta con il

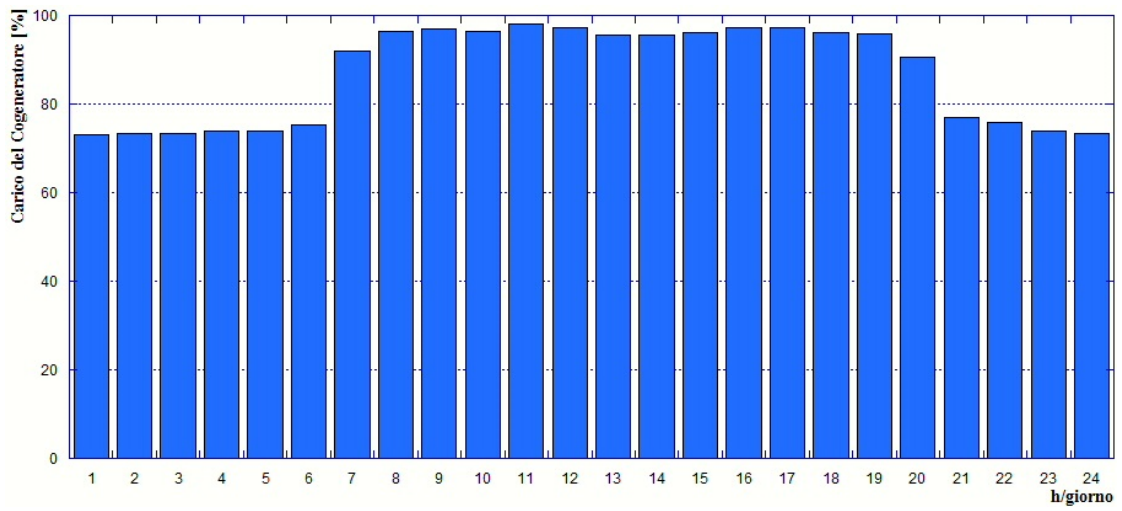


Figura 5.18: Scenario 3.1: Carico del cogeneratore

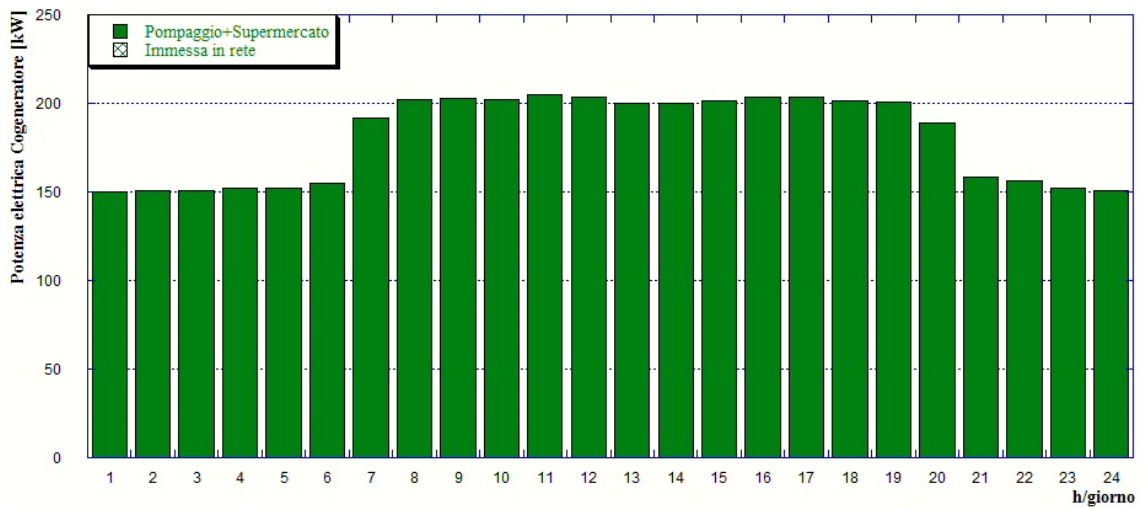


Figura 5.19: Scenario 3.1: Potenza elettrica prodotta dal cogeneratore

combustibile in centrale a fine giornata risulta essere di 77014,6 kWh.

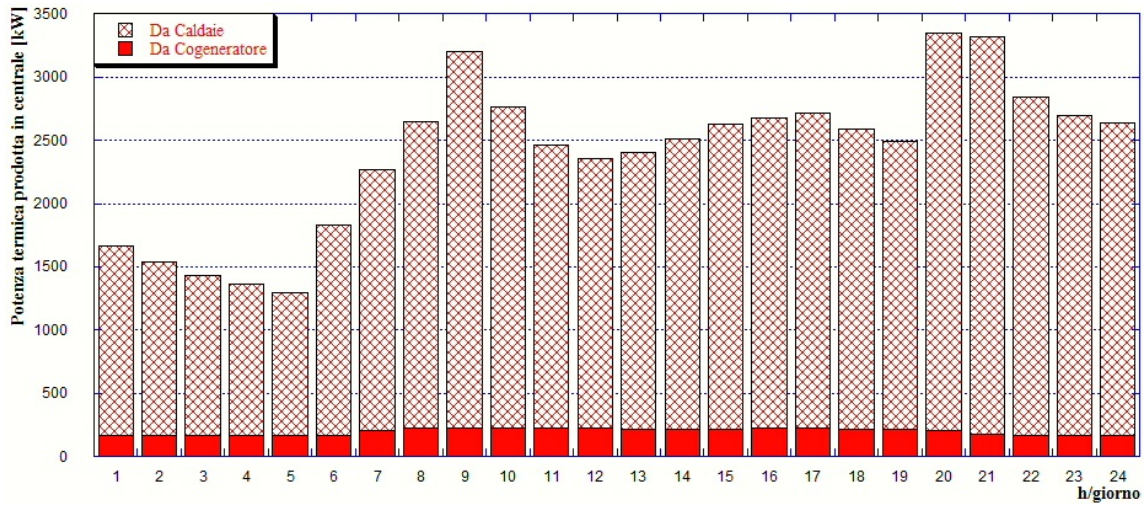


Figura 5.20: Scenario 3.1: Potenza termica prodotta in centrale

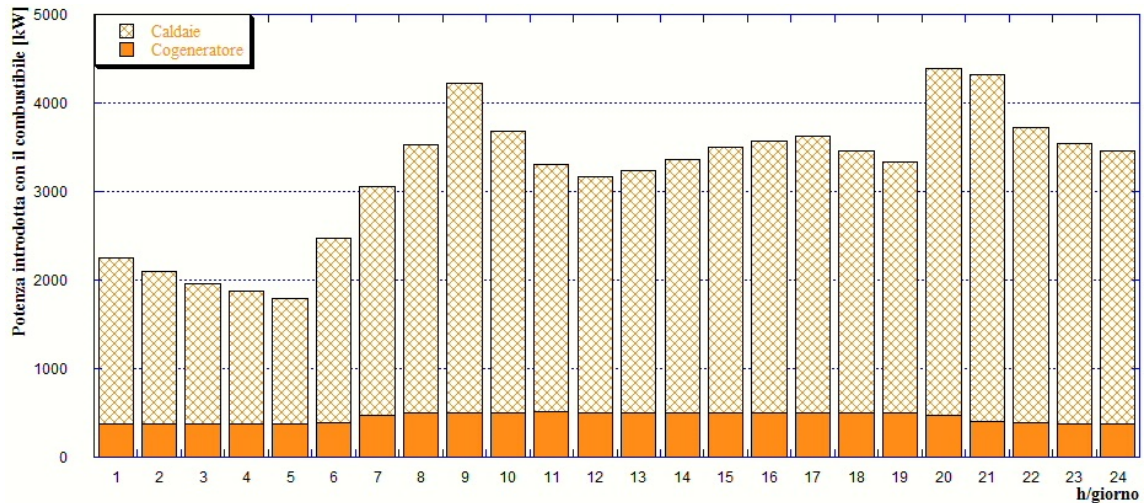


Figura 5.21: Scenario 3.1: Potenza introdotta con il combustibile in centrale

5.6 Scenario 3.2

Tale scenario prevede una configurazione della rete di teleriscaldamento analoga a quella dello *Scenario 2*: l'unica differenza è che in centrale è stato installato il cogeneratore di taglia inferiore. La configurazione della centrale è visibile in Figura 5.22.

Differentemente dallo *Scenario 2*, questa volta le sorgenti energetiche da fonti rinnovabili riescono ad avere un impatto più marcato sul funzionamento della centrale. Il primo evidente risultato si può notare sul carico del cogeneratore che nelle

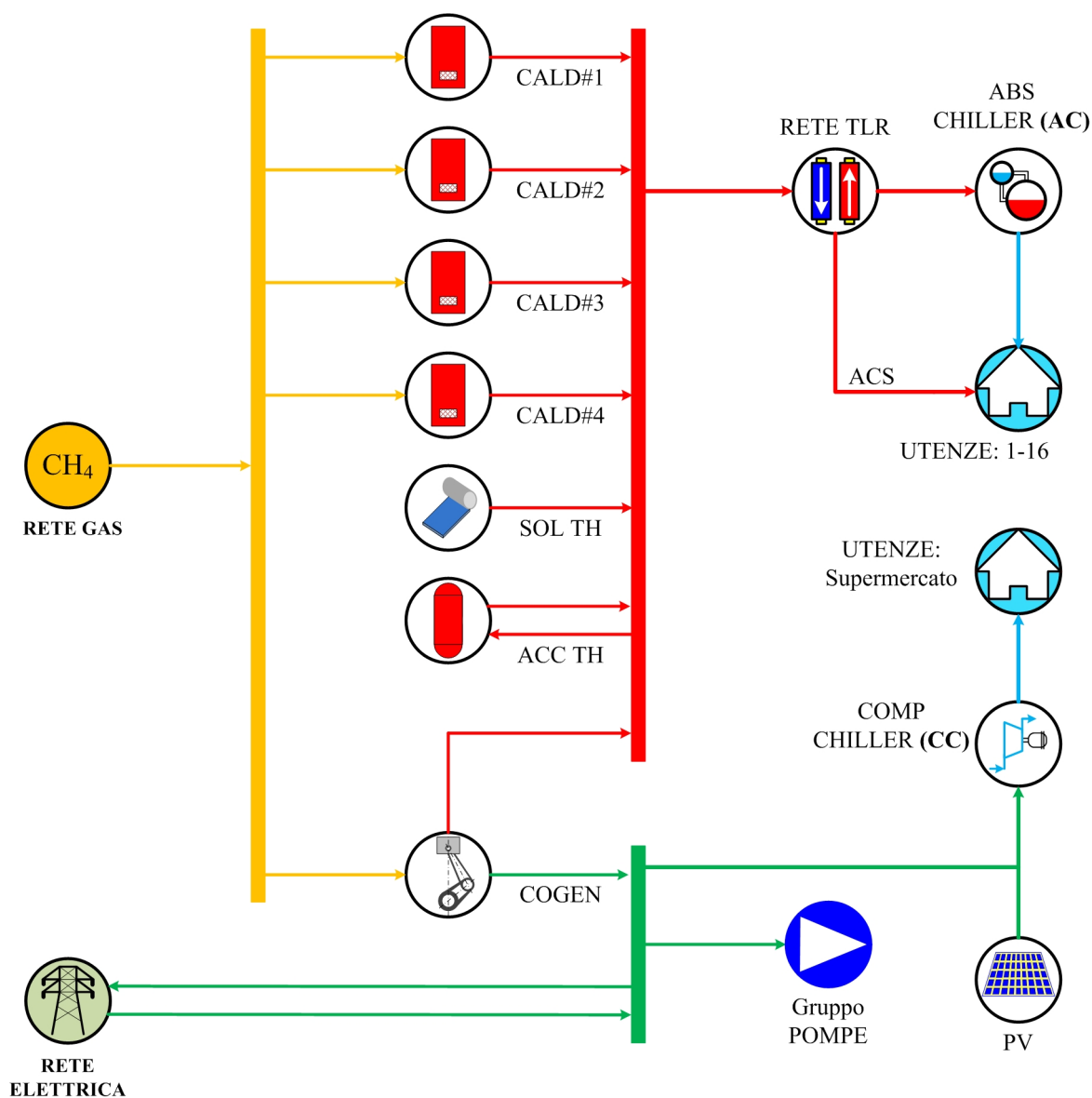


Figura 5.22: Riproduzione schematica dello scenario 3.2

ore centrali viene ridotto fino al 50%, come si può notare dalla Figura 5.23.

Tuttavia l'influenza delle energie rinnovabili risulta rilevante solo nel caso della produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico con una produzione pari al 47% del fabbisogno alle ore 12:00. Il fabbisogno di energia termica invece rimane comunque troppo elevato per poter influenzare significativamente la produzione da parte del cogeneratore e delle caldaie e la produzione risulta essere pari al 6% del

fabbisogno. I risultati sono visibili per il fotovoltaico in Figura5.24, mentre per il solare in Figura5.25.

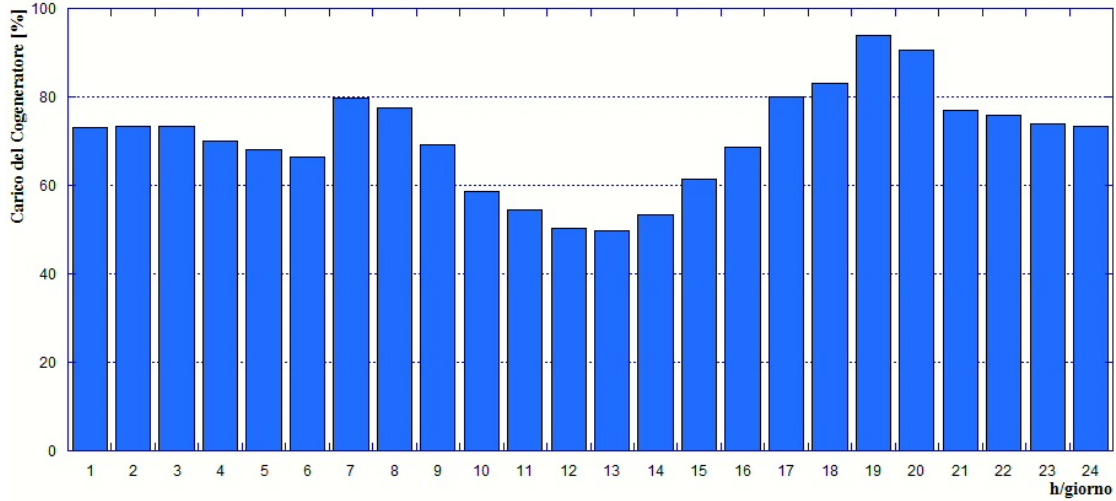


Figura 5.23: Scenario 3.2: Carico del Cogeneratore

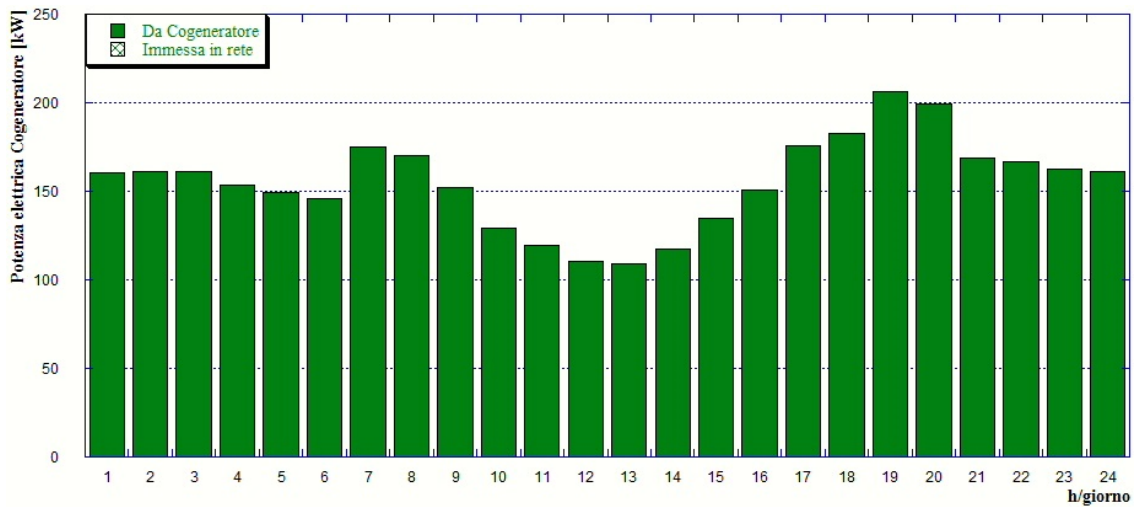


Figura 5.24: Scenario 3.2: Potenza elettrica prodotta dal cogeneratore

Per quanto riguarda il consumo di combustibile in centrale, questo subisce un lieve calo nelle ore centrali, come si può notare dalla Figura5.26. L'energia introdotta in centrale a fine giornata è pari a 74563,1 kWh, valore inferiore allo Scenario 3.1. Possiamo notare inoltre che, contrariamente, il valore di energia introdotta a fine

giornata con il combustibile è maggiore rispetto allo *Scenario 2*: va tenuto conto però, nel calcolo dei costi finali, che nello *Scenario 2* tutta l'energia elettrica richiesta viene acquistata dalla rete, mentre nello scenario appena analizzato, la potenza elettrica richiesta viene auto-prodotta in centrale.

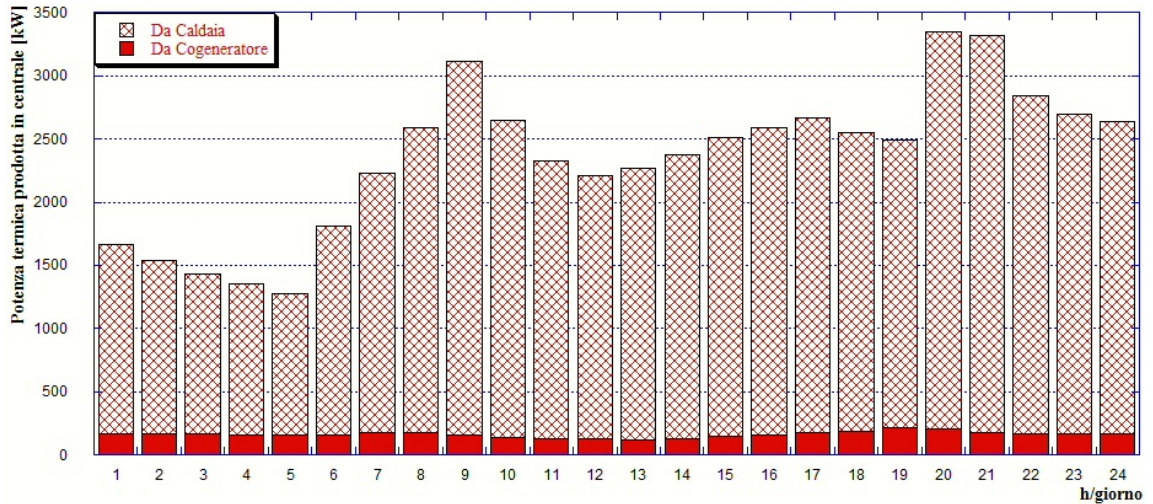


Figura 5.25: Scenario 3.2: Potenza termica prodotta in centrale

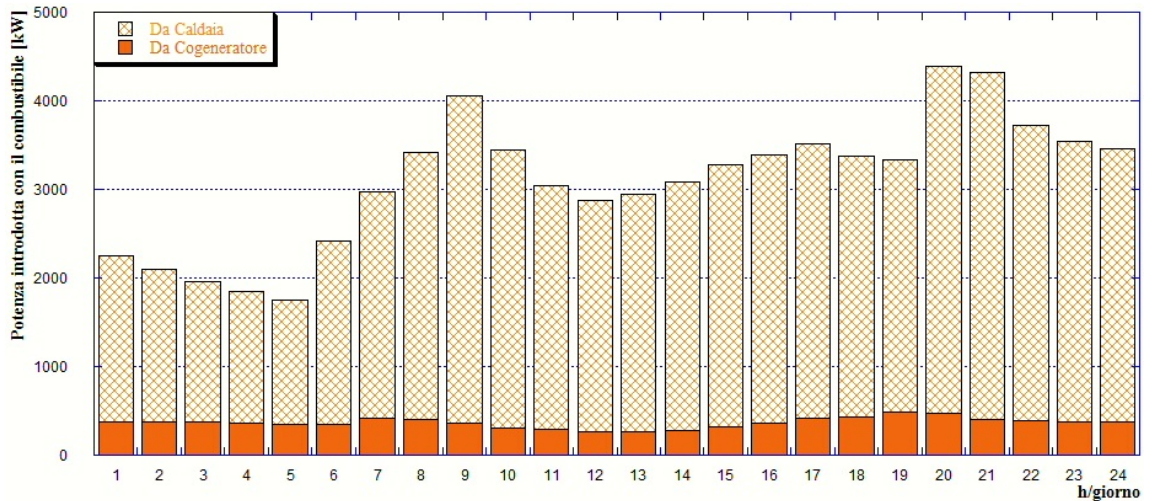


Figura 5.26: Scenario 3.2: Potenza introdotta con il combustibile in centrale

5.7 Scenario 4

Tale scenario prevede una configurazione della rete completamente diversa dagli scenari precedenti: la produzione dell'energia termica per il condizionamento avviene attraverso pompe di calore geotermiche, le quali vengono poste in sostituzione dei gruppi frigoriferi ad assorbimento che abbiamo tenuto in considerazione fino ad ora. Il nuovo scenario è presentato in Figura 5.27.

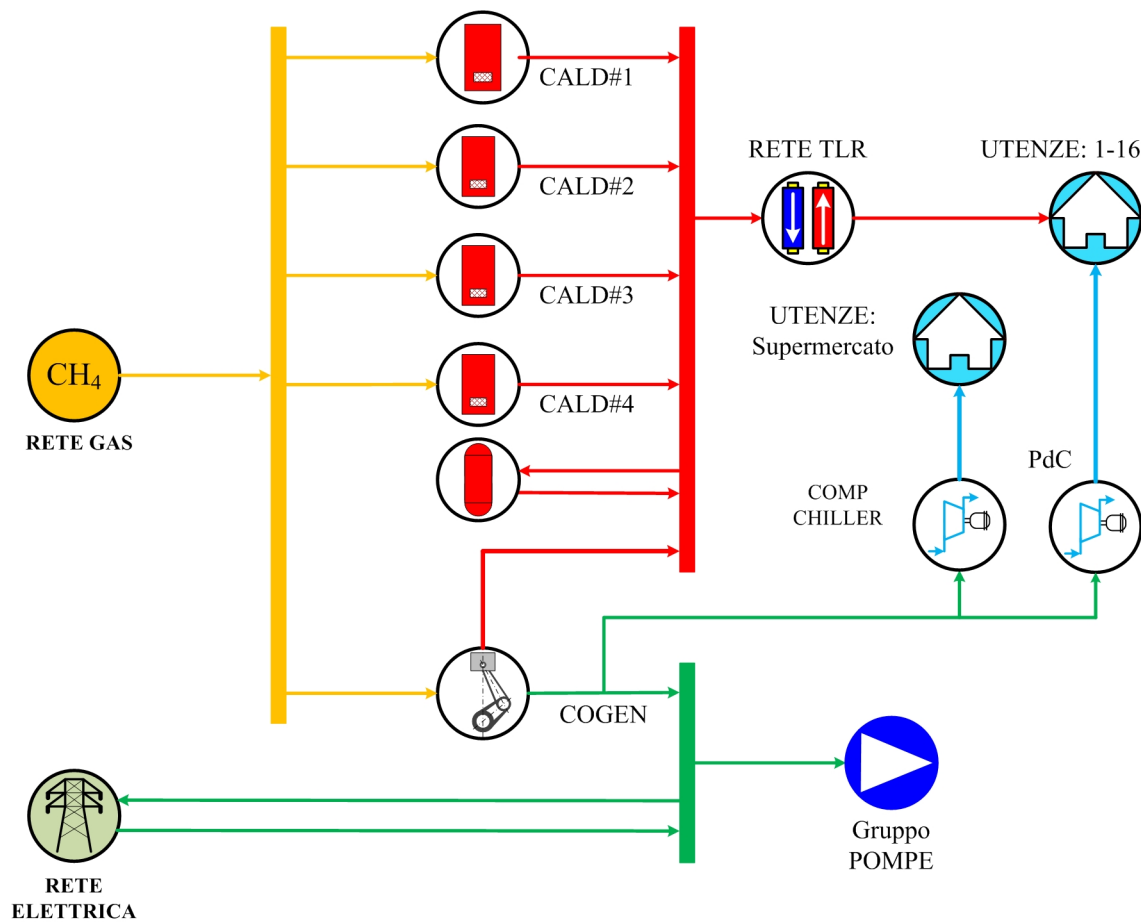


Figura 5.27: Riproduzione schematica dello scenario 4

Grazie all'inerzia termica del suolo, la sua temperatura oltre una certa profondità, che si attesta intorno ai 12/15 m, rimane pressoché costante per tutto l'anno. Perciò in estate il suolo ha una temperatura inferiore dell'aria esterna, e viceversa in inverno. La temperatura costante del sottosuolo permette quindi di evitare la

variabilità delle prestazioni di cui risentono le pompe di calore tradizionali al variare della temperatura dell'aria esterna. Le pompe di calore geotermiche utilizzano delle sonde verticali, consistenti in tubi di materiale speciale in cui scorre un fluido termico che svolge la funzione di vettore energetico, immerse a grandi profondità, da 50 a 150 m: a queste profondità il fluido stabilizza la sua temperatura con quella del sottosuolo che, durante il periodo estivo, risulta essere inferiore alla temperatura da mantenere nell'ambiente. Nel periodo estivo quindi, la pompa di calore preleva calore dall'ambiente da raffrescare e lo cede al terreno che funge da serbatoio termico [24] [20].

Un valore tipico medio dell'efficienza di una pompa di calore geotermica è 4,5. Tramite questo valore abbiamo convertito la potenza termica richiesta da tutte le utenze in potenza elettrica richiesta dalle pompe di calore installate presso le utenze. In questo scenario quindi, cambiano completamente i profili di richiesta di energia sia termica che elettrica: il fabbisogno di energia termica viene ridotto alla sola richiesta di acqua calda sanitaria mentre il fabbisogno di energia elettrica è formato dal carico delle pompe, del supermercato e dei compressori delle pompe di calore. Il nuovo profilo di richiesta di energia termica è presentato in Figura 5.28. Il nuovo profilo di richiesta di energia elettrica in Figura 5.29.

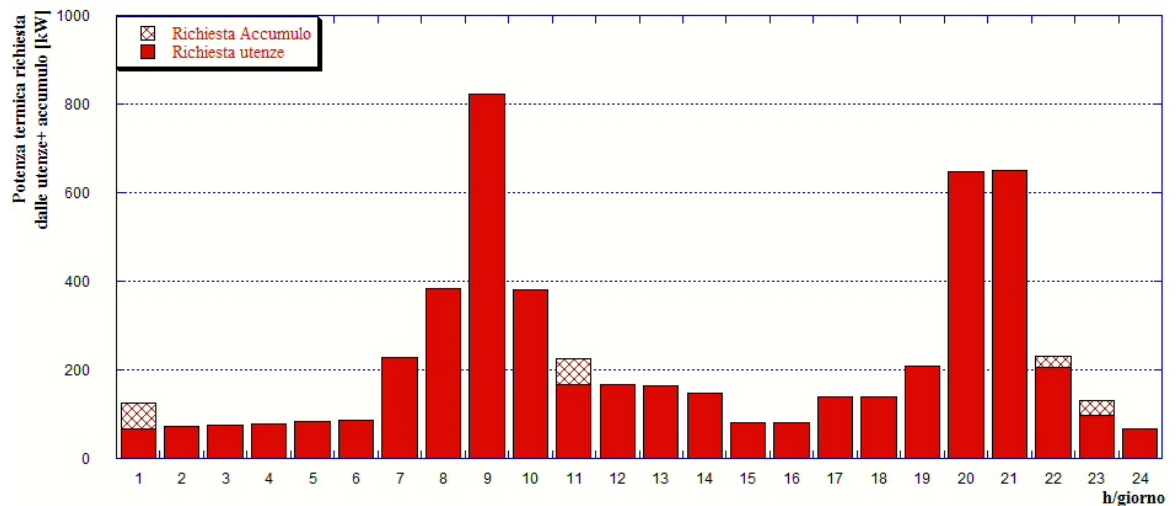


Figura 5.28: Scenario 4: Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete

Entrando nel dettaglio della richiesta termica (vedi Figura 5.28) si può notare come in questo scenario entri in gioco l'accumulo termico. Come si può facilmente

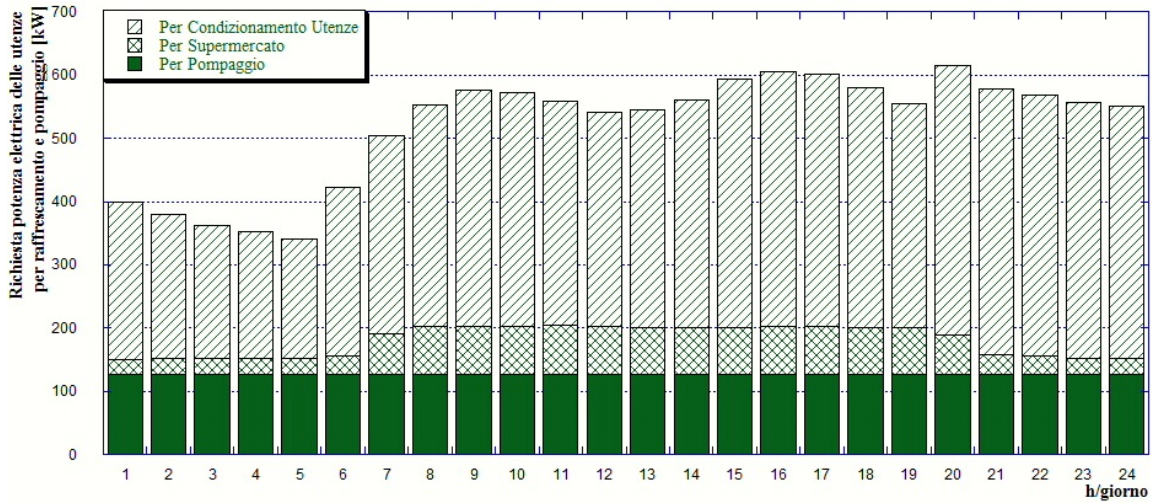


Figura 5.29: Scenario 4: Potenza elettrica totale richiesta dalle utenze alla rete

notare dai grafici, le proporzioni tra la richiesta di energia elettrica e termica vengono invertite completamente in questo scenario: la richiesta di energia elettrica è molto superiore alla richiesta di energia termica. Tenendo in considerazione quanto appena detto e dal momento che continuiamo ad analizzare gli scenari secondo una logica *termico segue*, in questo caso il limite alla produzione di energia, sia termica che elettrica, è imposto dall'accumulo termico. Il software EGO 1.0 tiene conto anche di una possibile sovrapproduzione termica da poter immettere nell'accumulo termico e da poter riutilizzare nei momenti in cui la richiesta sia elevata: questa quantità di energia viene considerata come *richiesta dall'accumulo*.

I sistemi di produzione di energia in centrale rimangono gli stessi e viene quindi considerato il motore cogenerativo con potenza di design di 220 kW elettrici. Come si può notare dalla curva di carico del cogeneratore in Figura 5.30, questa assume un profilo completamente diverso rispetto a quello degli scenari precedenti ma simile rispetto alla richiesta di potenza termica dello scenario considerato. La non perfetta corrispondenza delle due curve è data dall'intervento dell'accumulo che permette al cogeneratore di produrre più energia termica del necessario per l'ora considerata.

In seguito alle considerazioni fatte fino ad ora, possiamo notare come anche l'accumulo termico entri in gioco nella curva di produzione dell'energia termica in centrale, visibile in Figura 5.31.

Per quanto riguarda la produzione di potenza elettrica, come si può notare

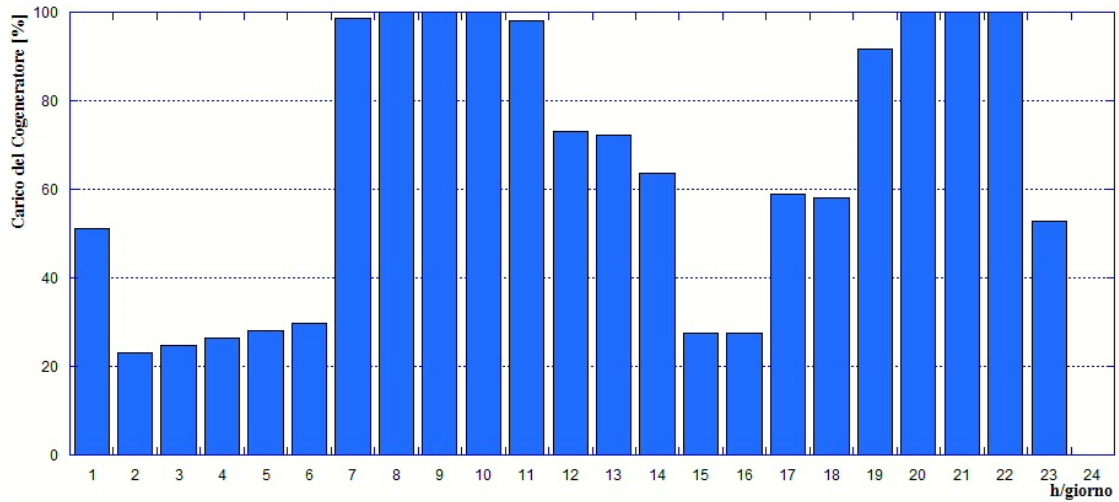


Figura 5.30: Scenario 4: Carico del Cogeneratore

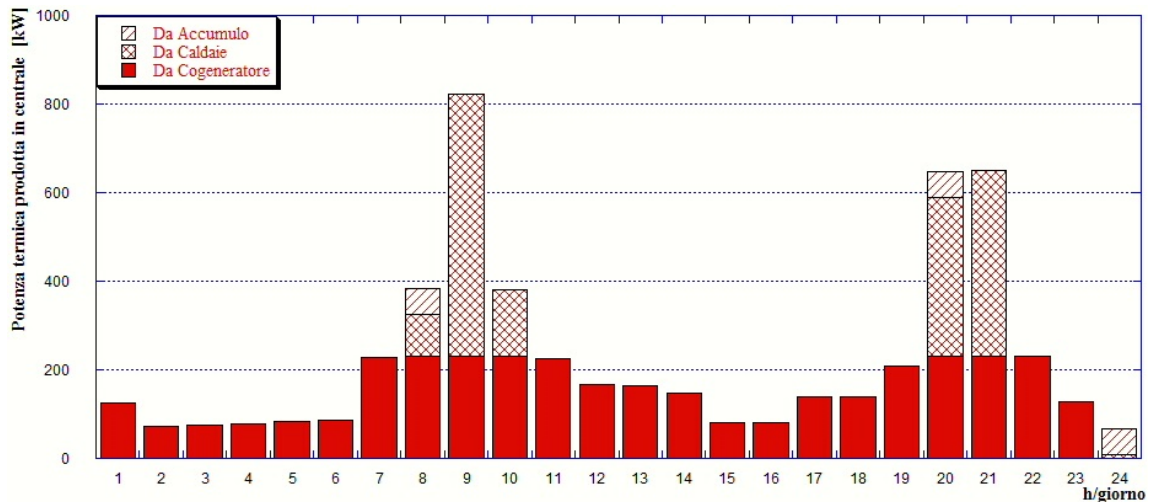


Figura 5.31: Scenario 4: Potenza termica prodotta in centrale

dalla Figura 5.32, cresce molto l'acquisto di potenza elettrica dalla rete a causa del sottodimensionamento del cogeneratore e dei limiti imposti dalla produzione termica.

Una considerazione interessante da fare sullo *Scenario 4*, comprende una modifica dei sistemi di produzione di energia in centrale: la sostituzione del motore cogenerativo di taglia piccola con il motore con potenza elettrica nominale di 1415 kW elettrici, attualmente installato. Qualora dovessimo effettuare una analisi di questa

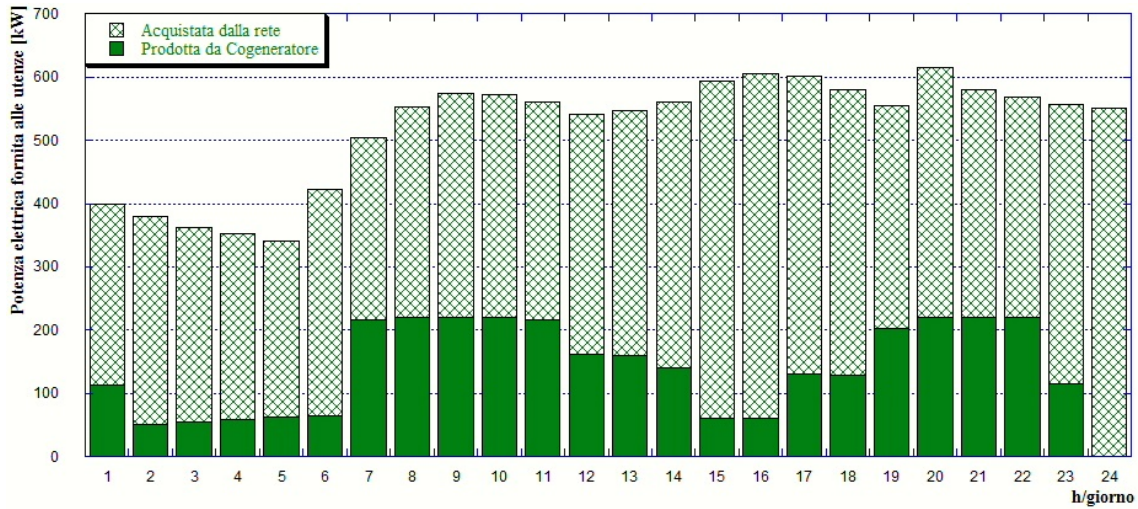


Figura 5.32: Scenario 4: Potenza elettrica prodotta in centrale

variazione allo scenario, risulterebbe che il cogeneratore, limitato dalla produzione termica, avrà un carico al di sotto del limite minimo, imposto al 20%, per tutto l'arco della giornata. Risulterebbe quindi uno scenario che non è di nostro interesse da analizzare.

In Figura 5.33 troviamo la potenza introdotta in centrale con il combustibile. L'energia introdotta a fine giornata nella centrale tramite il combustibile ammonta a 10091 kWh. Anche in questo caso è facile notare la somiglianza di questo profilo con la curva della richiesta termica (vedi Figura 5.28).

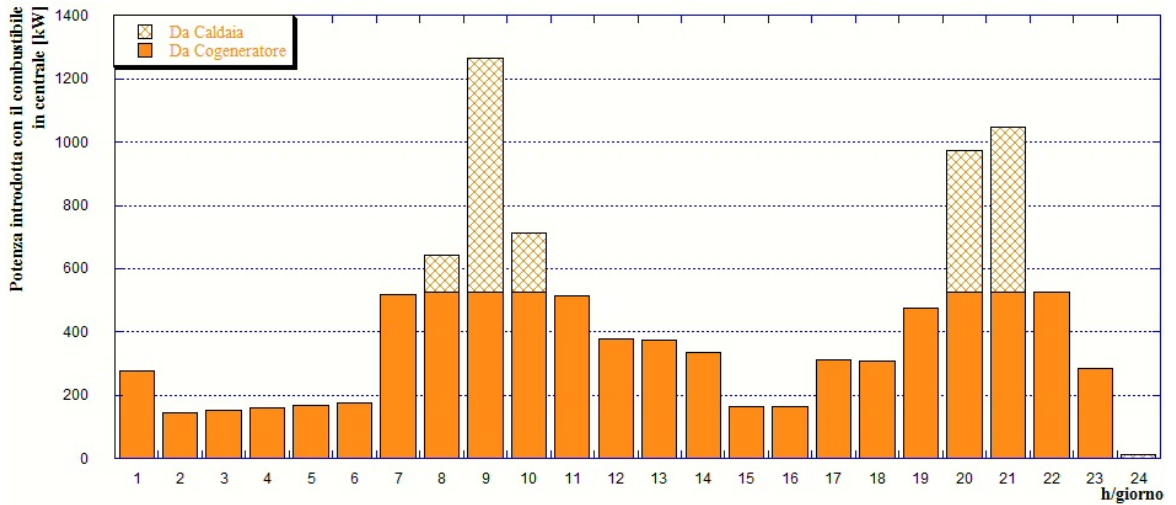


Figura 5.33: Scenario 4: Potenza introdotta con il combustibile in centrale

5.8 Scenario 5

L'ultimo degli scenari analizzati consente di stravolgere la concezione della centrale termica ad uso sia cogenerativo, che trigenerativo. Questa viene intesa come una fonte energetica che possa rendere completamente autonome le utenze connesse alla rete, in un'ottica di funzionamento *Off-Grid*: ciò sta a significare che la centrale di produzione energetica si fa carico di tutti i carichi elettrici e termici necessari al corretto funzionamento delle utenze. La connessione alla rete elettrica nazionale avviene solo nel caso in cui si presentino dei problemi nella produzione della centrale, conseguenti ad esempio ad una rottura del generatore. Nonostante il funzionamento *Off-Grid* della rete per il soddisfacimento della componente elettrica e termica, la centrale tuttavia non può essere disconnessa dalla rete di distribuzione del gas naturale. In Figura 5.34 è rappresentata la rete dello *Scenario 5*. Come si può notare dalla Figura 5.34 la configurazione della rete è simile a quella iniziale dello *Scenario 3.1* con la differenza che le utenze ricevono energia elettrica direttamente dalla centrale. In centrale il motore a combustione interna in assetto cogenerativo torna ad essere quello con potenza nominale di 1415 kW elettrici. Non sono presenti fonti di energia rinnovabili ma disponiamo di un accumulo termico ed uno elettrico per poter compensare condizioni di funzionamento al di fuori di quelle standard.

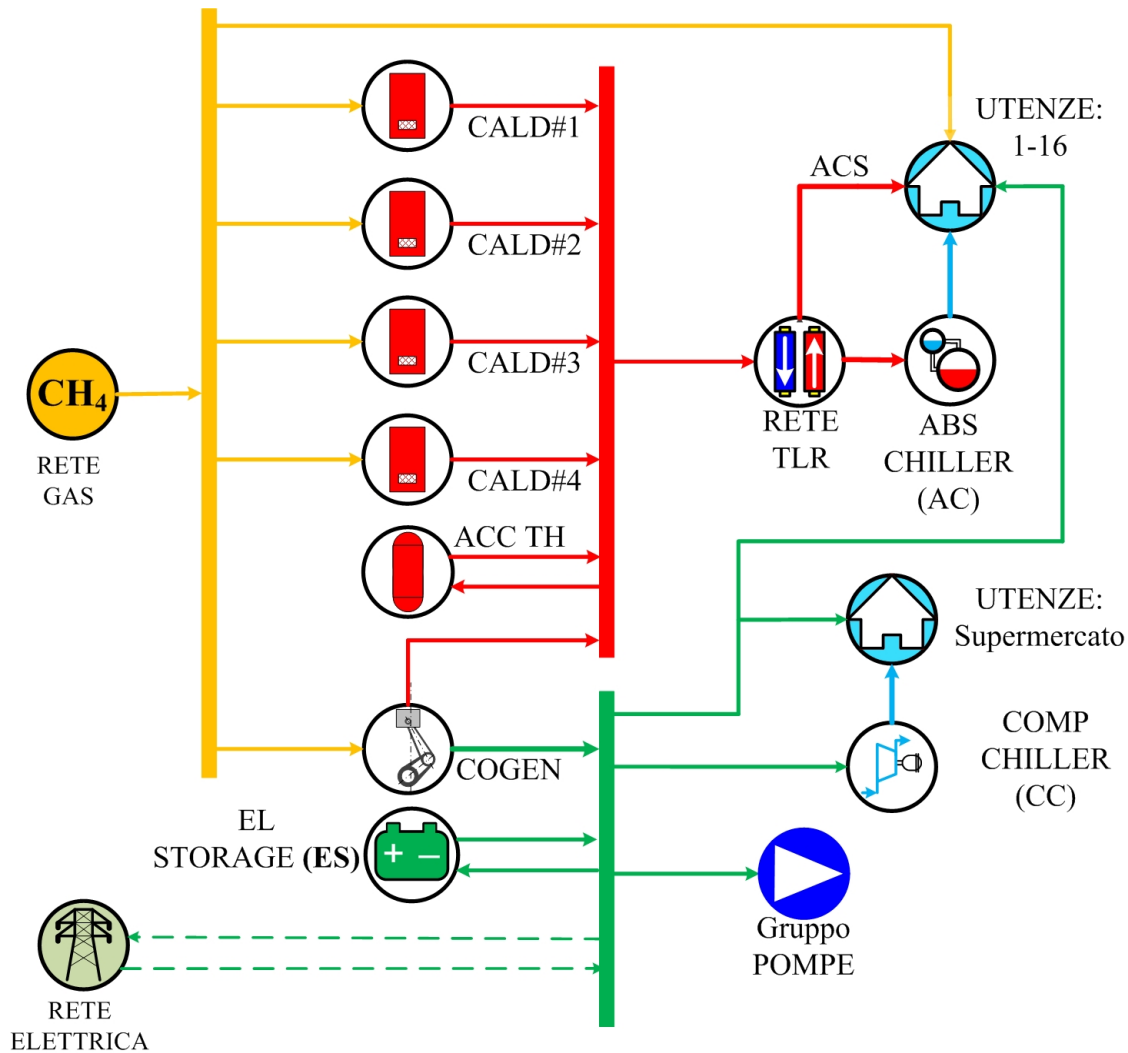


Figura 5.34: Riproduzione schematica dello scenario 5

5.8.1 Consumi elettrici

Come prima cosa si è reso necessario calcolare l'intero fabbisogno elettrico delle utenze connesse alla rete: i consumi comprendono quindi l'illuminazione diurna e notturna delle utenze, l'uso degli elettrodomestici nel caso residenziale e dei macchinari ospedalieri presenti nel poliambulatorio.

Per quanto riguarda il calcolo del consumo degli edifici residenziali, facendo riferimento al singolo appartamento, si è fatto uso del programma di calcolo *H.E.L.P.*

Calculator sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'università di Bologna: questo prende come dati di input le caratteristiche dell'ambiente, come altezza e superficie, e possiede un elenco dei dispositivi che è possibile trovare in una abitazione con i relativi profili di uso. Vengono così calcolati i consumi giornalieri per ogni giorno dell'anno. In Figura 5.35 vengono mostrati alcuni dei parametri che è possibile tenere in considerazione nel calcolo del fabbisogno elettrico di una abitazione. In Figura 5.36 viene presentata la curva di richiesta di potenza elettrica, risultato della simulazione del software *H.E.L.P. Calculator*, facente riferimento al giorno 173, corrispondente al 21 Giugno. Per poter stimare il calcolo totale della richiesta di potenza elettrica dalle utenze di tipo residenziale, i consumi appena descritti vanno moltiplicati per il numero totale degli appartamenti connessi alla rete (vedi Capitolo 2).

Illuminazione		Apparecchiature per il freddo		Apparecchiature per il lavaggio		Apparecchiature audio/video	
soggiorno	<input checked="" type="checkbox"/>	refrigerators	<input type="checkbox"/>	lavabiancheria	<input checked="" type="checkbox"/>	TV (stand-by)	<input checked="" type="checkbox"/>
cucina	<input checked="" type="checkbox"/>	refrig-freezers	<input checked="" type="checkbox"/>	lavastoviglie	<input checked="" type="checkbox"/>	TV (on)	<input checked="" type="checkbox"/>
camera da letto #1	<input checked="" type="checkbox"/>	chest-freezers	<input type="checkbox"/>	asciugatrice	<input type="checkbox"/>	VCR (stand-by)	<input type="checkbox"/>
camera da letto #2	<input checked="" type="checkbox"/>	upright-freezers	<input type="checkbox"/>			VCR (on)	<input type="checkbox"/>
camera da letto #3	<input type="checkbox"/>					DVD (stand-by)	<input checked="" type="checkbox"/>
bagno #1	<input checked="" type="checkbox"/>					DVD (on)	<input checked="" type="checkbox"/>
bagno #2	<input type="checkbox"/>					Stereo (stand-by)	<input checked="" type="checkbox"/>
corridoio	<input checked="" type="checkbox"/>					Stereo (on)	<input checked="" type="checkbox"/>
studio	<input type="checkbox"/>					Altro (stand-by)	<input type="checkbox"/>
garage	<input type="checkbox"/>					Altro (on)	<input type="checkbox"/>

Apparecchiature per il caldo		Altri Elettrodomestici					
Cald. a gas (RISC)	<input type="checkbox"/>	Arricciacapelli	<input type="checkbox"/>	Grill	<input type="checkbox"/>	Macchina per cucire	<input type="checkbox"/>
Cald. a gas (ACS)	<input type="checkbox"/>	Asciugacapelli	<input checked="" type="checkbox"/>	Tostapane	<input type="checkbox"/>	Tagliaerba	<input type="checkbox"/>
Scaldab. Elett (ACS)	<input type="checkbox"/>	Aspirapolvere	<input checked="" type="checkbox"/>	Cappa aspirante	<input type="checkbox"/>	Trapano	<input type="checkbox"/>
		Ferro da stiro	<input checked="" type="checkbox"/>	Yogurtiera	<input type="checkbox"/>		
		Lucidatrice	<input type="checkbox"/>	Spremiagrumi	<input type="checkbox"/>		
		Coltello elettrico	<input type="checkbox"/>	Affettatrice	<input type="checkbox"/>		
		Cucina elettrica	<input checked="" type="checkbox"/>	Macina caffè	<input checked="" type="checkbox"/>		
		Forno elettrico	<input checked="" type="checkbox"/>	Tritacarne	<input type="checkbox"/>		
		Friggitrice	<input type="checkbox"/>	Radiosveglia	<input checked="" type="checkbox"/>		
		Frullatore	<input checked="" type="checkbox"/>	Segreteria telefonica	<input type="checkbox"/>		

Figura 5.35: Alcuni parametri del software H.E.L.P. Calculator

Per il calcolo del fabbisogno elettrico del poliambulatorio si è tenuto conto dei consumi dell'impianto di ventilazione, corrispondente al 4% dei consumi di energia termica per il condizionamento, dell'illuminazione con un valore di 20 W/m^2 e

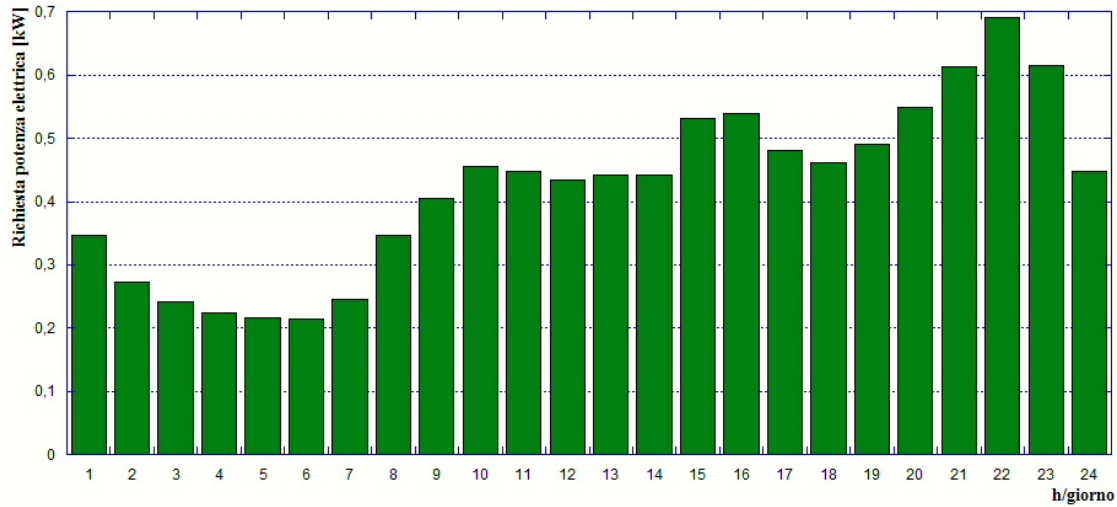


Figura 5.36: Consumi elettrici giornalieri di una singolo appartamento per un giorno tipo estivo

delle eventuali attrezzature ospedaliere, il cui consumo ipotizzato è di 10 kW (si è ipotizzata la presenza di grandi macchinari per esami di controllo, come la TAC).

In fine per stimare i consumi elettrici del supermercato si è fatto di nuovo ricorso allo studio di A.Arteconi et.al [6]: facendo riferimento ai consumi medi stimati e riportando questi alla superficie dell'edificio presente nel quartiere di Corticella, è risultato un valore di $66,28 \text{ kW}$ elettrici. Questo valore è considerato costante durante tutta la giornata, dall'apertura al pubblico della struttura fino alla chiusura.

In Figura5.37 troviamo la curva di carico elettrico totale che la centrale deve soddisfare per il funzionamento *Off-Grid*.

I consumi di energia termica rimangono invece invariati rispetto ai precedenti scenari e vengono riportati per completezza in Figura5.38.

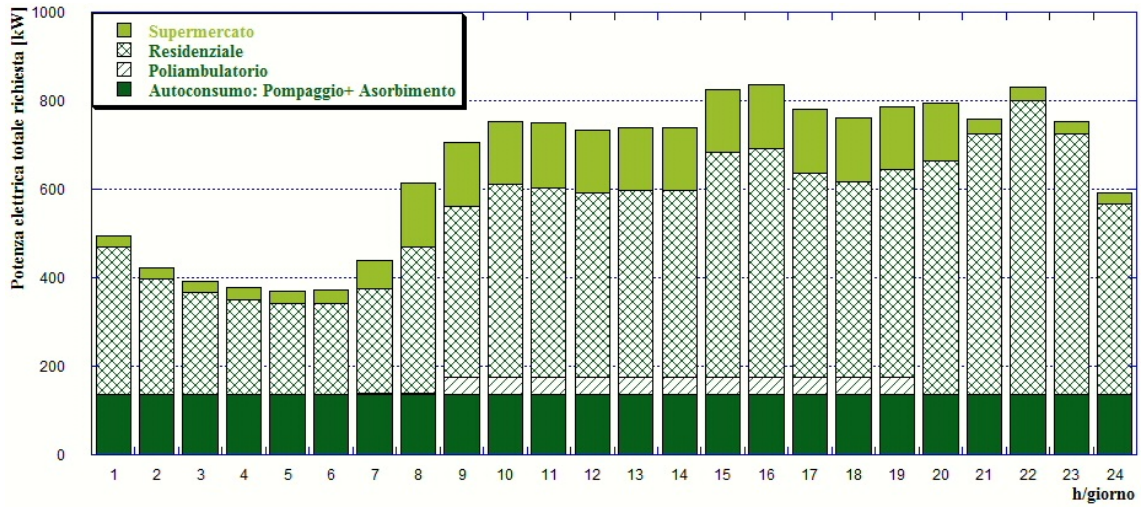


Figura 5.37: Fabbisogno elettrico giornaliero totale delle utenze connesse alla centrale

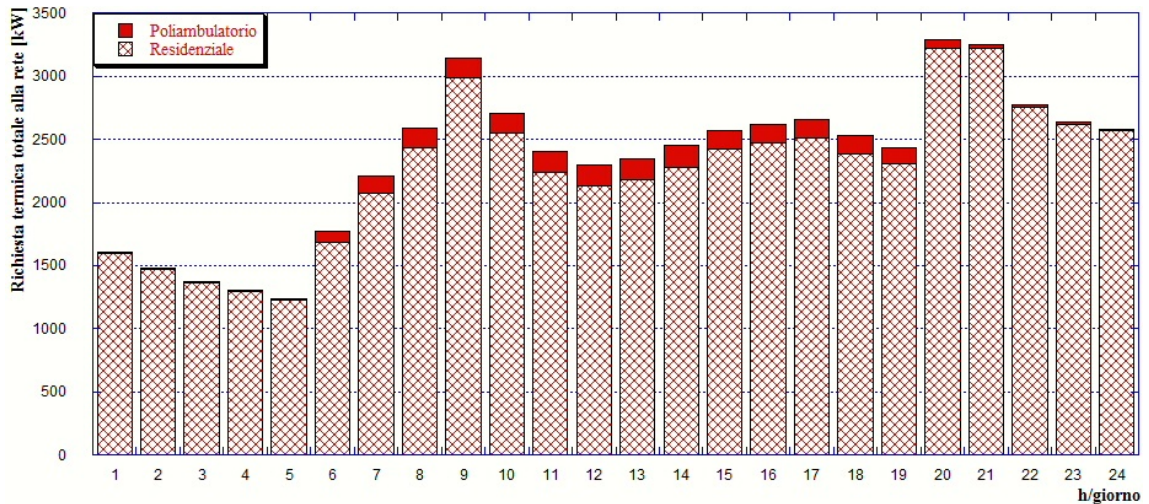


Figura 5.38: Potenza termica totale richiesta dalle utenze alla rete

5.8.2 Risultati

Seguendo la logica di produzione che fino ad ora ha caratterizzato tutti gli scenari, ovvero quello delle minime dissipazioni di energia, la richiesta di potenza che limita il carico al cogeneratore è quella elettrica: infatti, nonostante tutta la richiesta elettrica sia da produrre al cogeneratore il valore di picco di richiesta elettrica è pari a 836 kW elettrici alle ore 16:00, mentre quello termico è di un ordine di grandezza maggiore e pari a 3347 kW termici alle ore 20:00. La richiesta di potenza elettrica non

supera mai quella termica. In Figura 5.39 è rappresentata la curva di carico del cogeneratore. Come si può notare, il profilo della curva di carico del cogeneratore durante la giornata ricalca quella dei consumi elettrici.

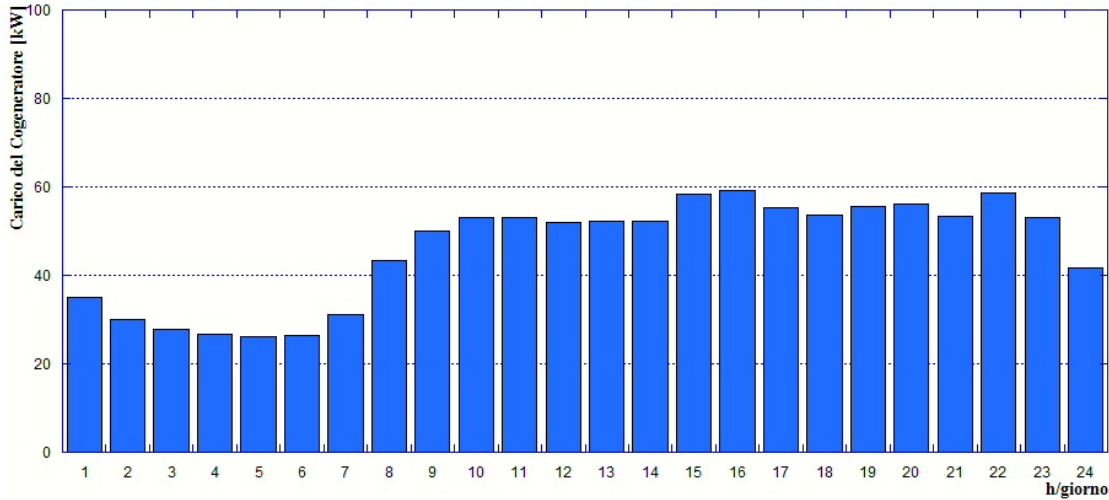


Figura 5.39: Carico del Cogeneratore

Sembra quindi logico dedurre dalla Figura 5.39 che il motore installato nella centrale riesca a produrre tutta la potenza necessaria a soddisfare la richiesta elettrica e ne segua la curva. Nonostante riesca a soddisfare tutto il fabbisogno elettrico, il carico non supera mai il 60%. Quanto appena detto può essere verificato anche osservando la curva di produzione di potenza elettrica in Figura 5.40. In questa maniera vengono limitati gli scambi con la rete di distribuzione elettrica nazionale come richiesto dalla logica di funzionamento della centrale.

Un'altra conseguenza di quanto affermato fin'ora è che la produzione della potenza termica è limitata dal carico del cogeneratore e la restante parte di carico è soddisfatta dalle caldaie. Come si può vedere in Figura 5.41, la maggior parte del carico termico della rete viene soddisfatto dalla produzione delle caldaie.

Risulta quindi evidente che la maggior parte della potenza introdotta con il combustibile sia in uso alla caldaia: a fine giornata vengono destinati 39000 *kWh* di energia al motore cogenerativo e 49600 *kWh* di energia sono introdotti nella caldaia per un totale di circa 88700 *kWh* di energia usata in centrale. L'andamento della potenza introdotta con il combustibile in centrale è mostrata in Figura 5.42.

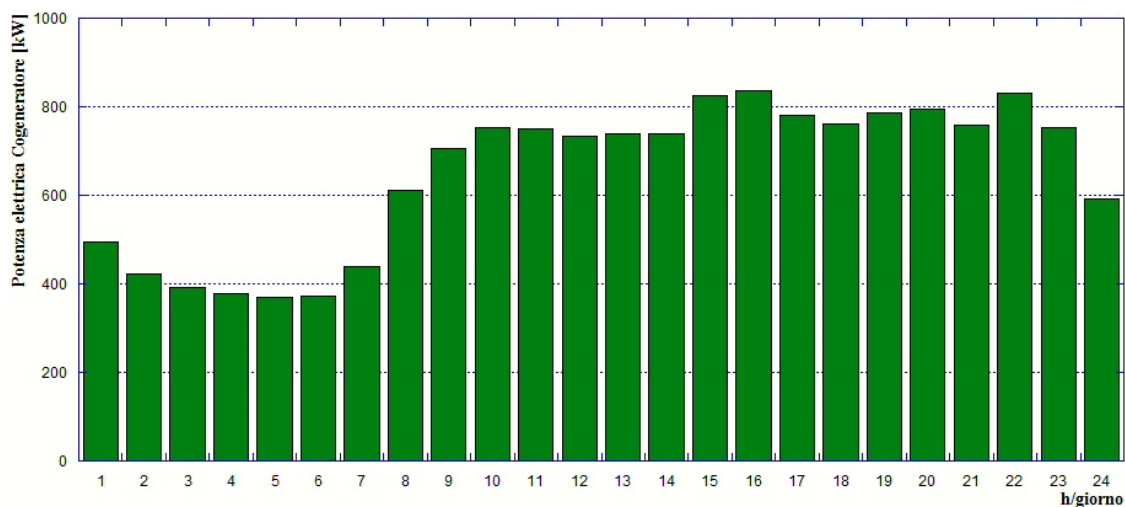


Figura 5.40: Potenza elettrica prodotta in centrale dal Cogeneratore

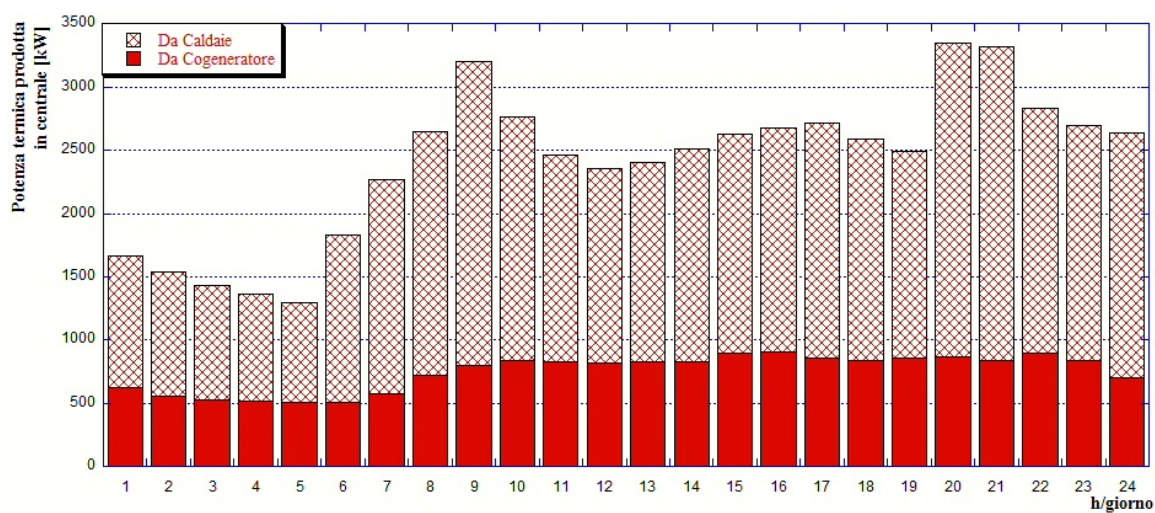


Figura 5.41: Potenza termica prodotta in centrale

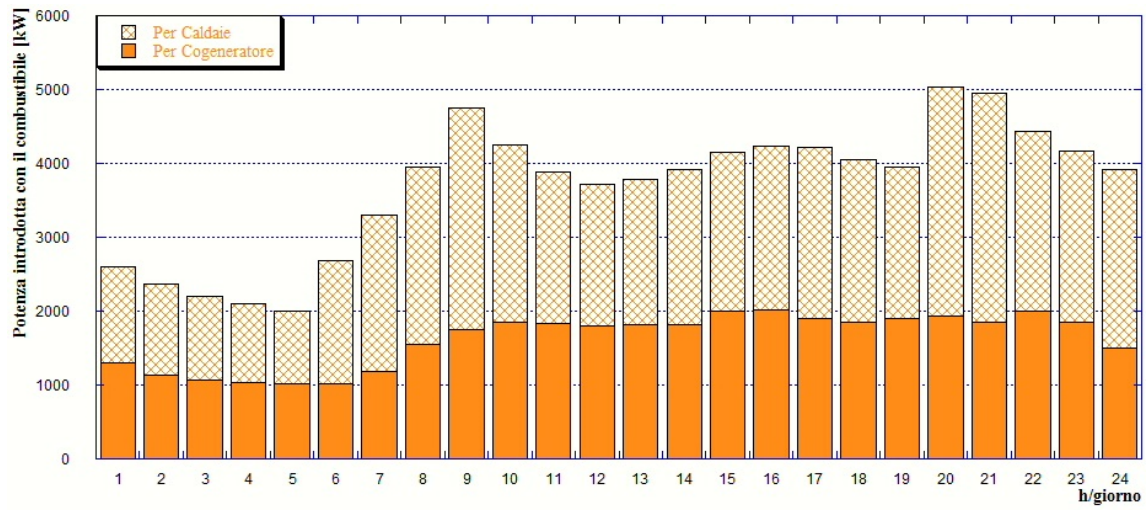


Figura 5.42: Potenza introdotta con il combustibile in centrale

Capitolo 6

Valutazioni Conclusive

In questo capitolo vengono riassunte le principali considerazioni fatte riguardo agli scenari simulati: vengono comparati i consumi giornalieri di combustibile, sia per la caldaia che per il motore a combustione interna, l'eventuale acquisto o vendita di energia da rete elettrica nazionale.

Verranno inoltre messi in luce gli aspetti riguardanti la produzione da *Cogenerazione ad Alto Rendimento-CAR*- ed i relativi risvolti che ha nella scelta dei periodi di produzione, sul costo annuale dell'impianto e sull'acquisto di carburante in base alle accise da tenere in considerazione.

Risulta doveroso precisare che le simulazioni svolte sono esclusivamente per una *giornata tipo estiva*, e non viene considerato quindi il periodo invernale, che invece per la rete di Corticella viene trattato nel lavoro di M.A. Ancona et al.[5]. La conseguenza di ciò è che non è possibile fare delle proiezioni, sia energetiche che economiche, relativamente esatte per tutto l'arco dell'anno. Verranno perciò distinti diversi scenari in base alle ipotesi di partenza riguardanti i consumi annui.

6.1 Valutazioni Energetiche

Sulla base dei dati orari di consumo di combustibile è possibile risalire ai flussi di energia immessa con il combustibile in centrale alla fine delle 24 ore. Come si può notare dalla Figura 6.1 lo scenario che alla fine di una giornata tipica estiva richiede meno combustibile è lo *Scenario 4*. L'evidente riduzione di consumo del combustibile è dovuta al fatto che in questo scenario vengono installate delle pompe di calore geotermiche in sostituzione dei gruppi frigoriferi ad assorbimento, le quali non richiedono potenza termica, ma solo elettrica.

Confrontando invece gli scenari in cui è installata la tecnologia ad assorbimento, lo scenario che richiede meno consumo di combustibile è lo *Scenario 2*: in questo caso però l'energia termica viene prodotta dalle caldaie che hanno un rendimento termico massimo pari all' 80% in corrispondenza del 30% del carico, rendimento che è molto maggiore se confrontato con il solo rendimento termico massimo del cogeneratore , che si attesta a circa 43%. In seguito a ciò, è da considerare che l'energia elettrica nello *Scenario 2* viene interamente acquistata dalla rete, e quindi non ha consumo di combustibile in centrale.

Un altro aspetto che possiamo notare è la differenza di consumo tra gli scenari in cui vengono installate fonti energetiche da energie rinnovabili e quelli in cui queste non sono previste. L'incidenza delle fonti rinnovabili è poco rilevante rispetto ai consumi totali in ragione del fatto che la superficie installata per queste tecnologie non è sufficiente rispetto ai fabbisogni in gioco a causa dei bassi rapporti *superficie utile/volume* delle utenze considerate. Il risparmio di combustibile risulta quindi molto ridotto e vale circa 1600 *kWh* per gli scenari 1-2 e circa 2500 *kWh* per gli scenari 3.1-3.2 .

Lo *Scenario 5* è invece quello che richiede più consumo di combustibile in ragione del fatto che la centrale termica deve soddisfare tutti i fabbisogni, sia elettrici che termici, delle utenze connesse alla rete. Notiamo però che, nonostante la produzione di energia sia molto maggiore, il consumo di combustibile è dello stesso ordine di grandezza degli altri scenari considerati, con un consumo di combustibile pari a 88669 *kWh* per una giornata di tipo estiva.

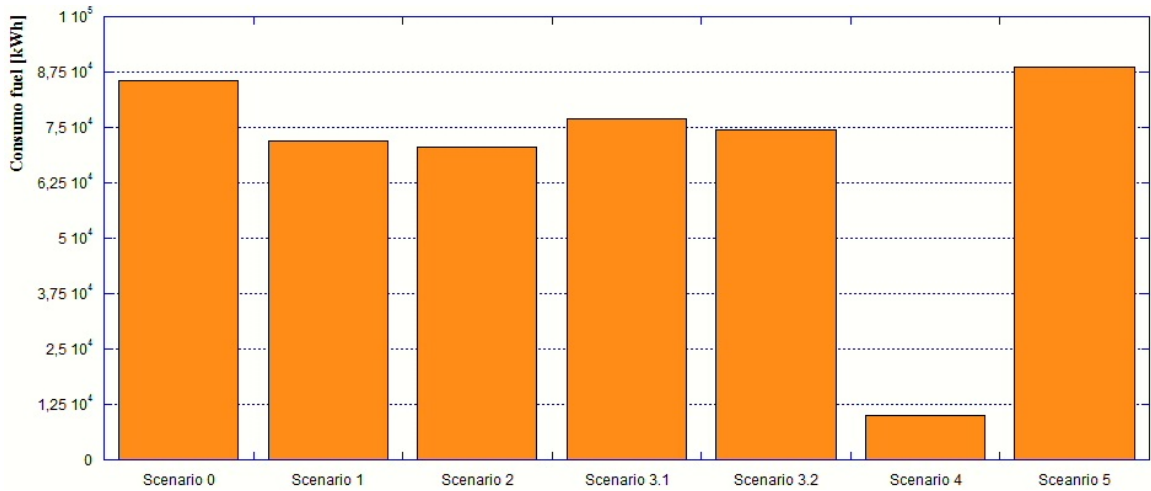


Figura 6.1: Consumo di combustibile in kWh per una giornata tipica estiva

In Figura 6.2 è presentata l'energia acquistata durante una giornata estiva per ogni scenario. Come mostra la figura vi sono enormi differenze tra gli scenari proposti. Sostanzialmente queste differenze provengono dai limiti che abbiamo imposto al sistema e dalle logiche di funzionamento più che da logiche di risparmio energetico. Negli scenari 1 e 2 infatti l'acquisto di energia elettrica è reso necessario dal momento che il motore cogenerativo rimane sempre spento. Nello *Scenario 4* invece, l'introduzione delle pompe di calore geotermiche richiede una grande quantità di energia elettrica, che però non può essere prodotta per intero dal cogeneratore, poiché altrimenti saremo costretti a dissipare energia termica. Per questo motivo si è costretti ad acquistare dalla rete elettrica nazionale un grande quantitativo di energia elettrica. Negli scenari 3.1, 3.2 e 5 invece, il motore cogenerativo dimensionato appositamente permette di produrre tutta l'energia elettrica necessaria pur mantenendosi nei limiti del carico ammessi.

Per quanto riguarda l'immissione di energia elettrica in rete, sempre per una tipica giornata estiva, solo nello *Scenario 0* abbiamo un effettivo flusso di potenza elettrica verso la rete. Questo perché lo *Scenario 0*, essendo l'unico non ottimizzato, non segue la *logica di non dissipazione*, e può produrre più potenza di quella necessaria. L'energia immessa nella rete a fine giornata è pari a 10821 kWh elettrici.

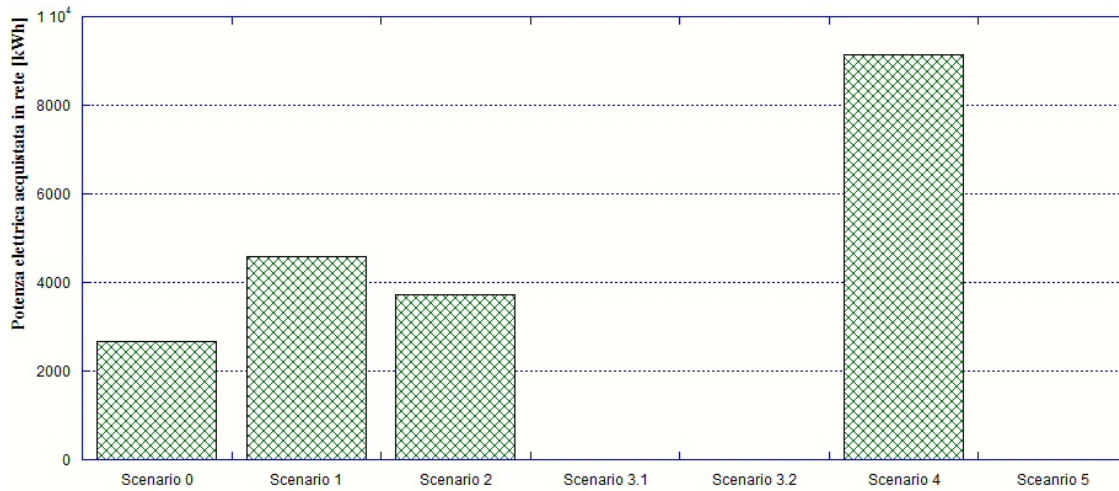


Figura 6.2: Energia elettrica acquistata giornalmente dalla rete

6.2 Valutazioni Tecnico-Economiche

Lo scopo di questo elaborato è valutare le prestazioni energetiche di una rete di teleriscaldamento ad uso trigenerativo. Nonostante ciò, le normative che regolano la produzione, i costi del carburante e l'imposizione delle accise per la centrale sono quelle riguardanti un impianto di cogenerazione che alimenta una rete di teleriscaldamento [11] [14] [18].

L'aspetto che incide di più sul costo di produzione dell'energia sono le accise. Secondo le norme appena citate, un impianto di cogenerazione può usufruire delle accise industriali sul carburante se rispetta alcuni criteri di produzione:

- rapporto tra potenza elettrica 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 Tabella 6.1 vengono riportati i valori delle accise industriali e civili. Notiamo che c'è una notevole differenza tra i valori assunti per il gas ad uso civile e per quello ad uso industriale ed è di un ordine di grandezza. Perciò la possibilità di essere

riconosciuti come sistema di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento comporta una sensibile differenza nei flussi di cassa giornalieri.

Tabella 6.1: Accise civili ed industriali per il gas naturale

	Gas uso Industriale	Gas uso Civile
Accisa nazionale [$\text{€}/Sm^3$]	0.007	0.186
Addizionale regionale* [$\text{€}/Sm^3$]	0.005	0.031
TOTALE [$\text{€}/Sm^3$]	0.013	0.217

*regione Emilia Romagna

Nella configurazione attuale, *Scenario 0*, la centrale rientra nei limiti imposti dalla normativa per quanto riguarda la potenza installata, con un valore del rapporto tra potenza elettrica (1415 kW) e la potenza termica installata (1493 kW dal cogeneratore e 11600 kW dalle 4 caldaie ausiliarie) totale pari a 10,8%. Nelle configurazioni successive, scenari 3.1 e 3.2, l'installazione di un ulteriore motore cogenerativo, con una potenza elettrica di 220 kW e potenza termica di 232 kW, migliora tale valore portando il rapporto tra le potenze installate a 12,2%.

A questo punto bisogna fare però alcune precisazioni riguardanti gli scenari che comprendono l'installazione di sorgenti di energia da fonti rinnovabili e per quanto riguarda l'installazione di pompe di calore, per capire se la modifica dei sistemi di produzione consente di mantenere i benefici dell'acquisto di carburante con accise industriali. Purtroppo le norme attuali non sono ancora del tutto esplicite riguardo la possibile casistica di sistemi di produzione installati e riguardo la metodologia di calcolo dei rapporti di potenze ed energie nel caso di installazione di generatori elettrici o termici da fonte rinnovabile (di questa analisi si parla in [5]).

Anche per quanto riguarda il secondo requisito, questo non può essere analizzato approfonditamente poiché gli scenari simulati riguardano solamente un *giorno tipo estivo* e che quindi può essere rappresentativo del periodo estivo, ma non di tutto l'anno.

Per questi motivi andremo ad esporre due diverse analisi economiche degli scenari: una valutazione con *accise ad uso industriale* e una con *accise ad uso civile*.

In Tabella 6.2 sono presentati i valori che sono stati presi per effettuare l'analisi economica della produzione per un giorno tipo del periodo estivo. Il valore finale

viene calcolato considerando il guadagno dato da una eventuale vendita di potenza elettrica in rete e sottraendo i costi per il carburante, per l'acquisto di energia elettrica dalla rete e per la manutenzione dei dispositivi di produzione di energia.

Tabella 6.2: Parametri analisi economica

Costo di acquisto Energia Elettrica	[€/kWh]	0,18
Prezzo di vendita alla rete Energia Elettrica	[€/kWh]	0,08
Costo carburante	[€/kWh]	0,075
Costo Manutenzione Motore Primo	[€/kWh]	0,02
Costo Manutenzione Caldaie	[€/kWh]	0,006
Costo Manutenzione Pompe di Calore	[€/kWh]	0,01
Costo Manutenzione Gruppi Assorbimento	[€/kWh]	0,0025

Per valutare il costo effettivo del carburante si è considerato un valore di conversione per la potenza del carburante pari a $9,59 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$. Il costo finale del carburante, avendo tenuto conto delle accise per i diversi usi, è in Tabella 6.3.

Tabella 6.3: Costo totale del carburante

	Gas uso industriale	Gas uso civile
Costo Carburante [€/kWh]	0,0763	0,0976

Il risultato delle valutazioni economiche è presentato in Figura 6.3, e vengono messi a confronto, per ogni scenario, i costi finali in base al costo del carburante. Più in dettaglio possiamo osservare che la scelta delle accise da applicare al carburante ha un impatto non trascurabile alla fine della giornata, e l'applicazione delle accise industriali consente un risparmio giornaliero intorno a 2000 €.

Partendo dalla situazione attuale dello *Scenario 0*, si può notare dalla Figura 6.3 come ci sia un progressivo calo del costo di produzione della centrale dovuto alla gestione ottimizzata e all'introduzione di dispositivi di produzione da energie rinnovabili. Riguardo i primi tre scenari, bisogna ricordare che nella loro configurazione il motore congenerativo si trova spento: l'energia elettrica viene acquistata dalla rete elettrica nazionale e questo abbasserà sicuramente il rapporto tra energia elettrica e termica prodotta durante l'anno aumentando le possibilità di dover acquistare il carburante con accise per uso civile.

Lo *Scenario 4* rappresenta un'eccezione dovuta all'introduzione delle pompe geotermiche: queste consentono un notevole risparmio energetico andando a prelevare l'energia necessaria dal sottosuolo, ma al tempo stesso, necessitano di costi di investimento iniziali molto più alti rispetto all'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento. Una più accurata valutazione economica dovrebbe tenere conto anche di questo aspetto, ma che per ora non verrà approfondito.

Un ultimo aspetto da tenere in considerazione riguarda lo *Scenario 5* che con una spesa giornaliera per un giorno tipico estivo di poco superiore a quella dello *Scenario 3.2*, riesce a produrre tutta l'energia necessaria al fabbisogno, sia elettrico che termico delle utenze connesse alla rete. Rispetto allo *Scenario 3.2* si ha una maggiore spesa che oscilla tra i 1200 €e i 1500 €.

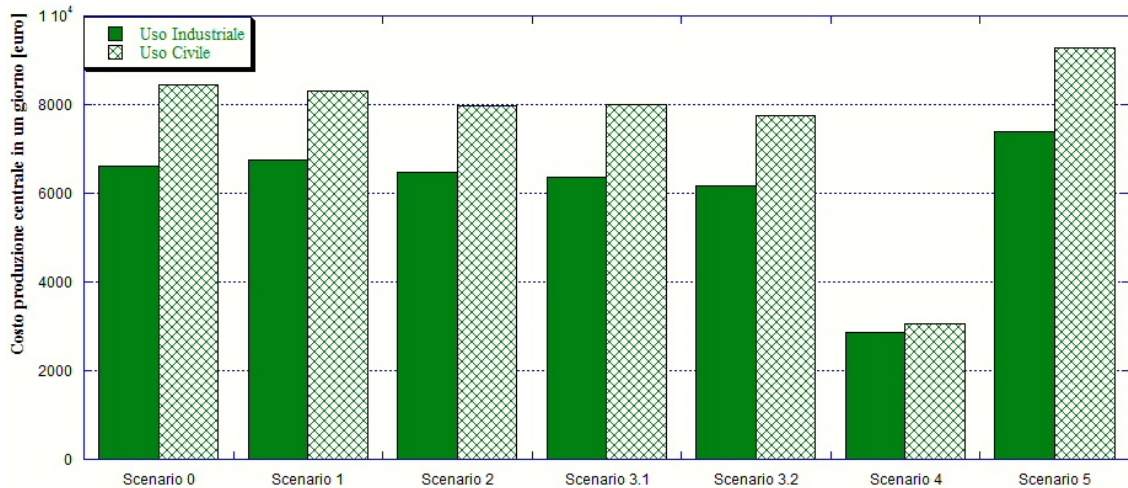


Figura 6.3: Costo totale giornaliero per la produzione di energia in centrale

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi è stato svolto all'interno del Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) ed è finalizzato allo studio di soluzioni progettuali, strategie di controllo e ottimizzazione di una rete di teleriscaldamento in ambito trigenerativo. La rete di teleriscaldamento presa in considerazione si trova a nord della città di Bologna, nel quartiere di Corticella. Nella configurazione attuale questa fornisce durante il periodo invernali il fabbisogno per il riscaldamento degli edifici connessi e quello per l'acqua calda sanitaria. Durante il periodo estivo invece, provvede solo al soddisfacimento di quest'ultima.

Lo scopo di questo studio è quello di individuare una configurazione della rete che possa essere in grado di fornire l'energia termica necessaria durante il periodo estivo per il condizionamento degli ambienti, oltre che i fabbisogni appena descritti. La potenza termica per il raffrescamento viene prodotta tramite gruppi ad assorbimento installati presso tutte le utenze, tranne che nel caso del supermercato in cui è installato un gruppo frigorifero a compressione.

Nella prima fase sono stati stimati i fabbisogni delle diverse utenze connesse alla rete: le utenze ad uso residenziale, composte da 960 appartamenti, sono, come previsto, le più energivore con un picco di potenza richiesta di circa 3400 *kWh* termici alle ore 20:00 . La maggior richiesta di potenza elettrica viene invece dal fabbisogno interno della centrale per il pompaggio e il funzionamento della rete di teleriscaldamento.

Una volta calcolati tutti i fabbisogni è stato così possibile immaginare diverse configurazioni di produzione in centrale. In questa fase avviene la conversione della rete da rete di teleriscaldamento a *Smart Grid* in assetto *trigenerativo*, pur riuscendo a mantenere le caratteristiche peculiari della stessa, mantenendo la rete calda ad una

temperatura di circa 80°C.

Partendo dalla configurazione iniziale in cui viene mantenuta la logica di produzione attuale e non ottimizzata sono stati analizzati i seguenti casi:

- *Scenario 1*: La configurazione della centrale rimane invariata rispetto alla configurazione attuale ma la produzione del motore in assetto cogenerativo viene ottimizzata.
- *Scenario 2*: In aggiunta ai normali sistemi di produzione vengono installati un impianto fotovoltaico presso il supermercato e un impianto solare termico presso la centrale.
- *Scenario 3.1*: In seguito a considerazioni sui risultati degli scenari precedenti, viene sostituito il motore cogenerativo con uno di taglia inferiore e la smart grid viene riportata nella configurazione iniziale, come nello *Scenario 1*;
- *Scenario 3.2*: Questa configurazione prevede la connessione alla smart grid di un impianto fotovoltaico, installato presso il supermercato, con una superficie di 1680 m², e di un impianto solare termico, installato presso la centrale, con una superficie di 300 m²
- *Scenario 4*: La configurazione della rete cambia radicalmente: i gruppi frigoriferi ad assorbimento vengono sostituiti con pompe di calore installate presso le varie utenze; si trasforma così anche la domanda di energia elettrica e termica.
- *Scenario 5*: In questo ultimo scenario la centrale, in assetto trigenerativo, si fa carico di tutta la spesa, sia elettrica che termica di tutte le utenze in un'ottica di configurazione *Off-Grid*; il motore cogenerativo torna ad essere quello di taglia superiore attualmente installato nella centrale di Corticella.

Le simulazioni sono state svolte mediante il software *EGO 1.0* con lo scopo di minimizzare i costi di produzione dell'energia fornita, minimizzare (o annullare) lo scambio di energia elettrica con la rete, ottimizzare l'impiego del motore primo cogenerativo (annullando l'energia termica dispersa al camino e massimizzando l'autoconsumo di energia elettrica) e in fine massimizzare lo sfruttamento della risorsa rinnovabile.

I risultati più rilevanti possono essere sintetizzati in:

- *Scenario 1*: si è passati dalle 9 ore di funzionamento del motore cogenerativo allo spegnimento totale durante tutto l'arco della giornata poiché il carico del motore risultava inferiore al 20% per tutto l'arco della giornata.
- *Scenario 2*: anche in questo caso il carico del motore risultava troppo basso per poter tenere in funzione il motore a combustione interna .
- *Scenario 3.1*: con l'installazione del motore di taglia ridotta, pari a 220 kW elettrici e 232 kW termici, è possibile sfruttare la produzione da cogenerazione; rimane comunque alta la produzione di energia termica da parte delle caldaie.
- *Scenario 3.2*: l'introduzione del fotovoltaico decentralizzato permette l'auto-consumo totale dell'energia da parte del supermercato, la riduzione della richiesta alle ore 12:00 pari al 47% e la riduzione del carico al cogeneratore, con un conseguente riduzione dell'uso di combustibile. Contrariamente, la produzione di energia termica da fonti rinnovabili non incide in maniera percentuale significativa sulla produzione termica, ma solo per il 6%.
- *Scenario 4*: con l'introduzione delle pompe di calore geotermiche, i profili di richiesta, sia di energia elettrica che termica, cambiano notevolmente; Questo scenario consente una riduzione dei costi giornalieri per la produzione di energia in centrale del 53%. Nonostante ciò bisogna tenere conto dei costi iniziali molto alti per l'installazione di questa tecnologia e delle accise imponibili sull'acquisto di carburante, poiché i requisiti di cogenerazione vanno calcolati su tutto l'anno.
- *Scenario 5*: nonostante la richiesta di energia elettrica sia aumentata del 290% alle ore 16:00 , orario di massima richiesta elettrica, il consumo di combustibile per il soddisfacimento di tutte le richieste aumenta solamente del 15% rispetto allo *Scenario 3.1* e la spesa totale a fine giornata risulta di poco superiore agli altri scenari (escluso lo *Scenario 4*).

Una delle prime conclusioni che possono essere dedotte dalla lettura dei risultati è che la produzione da fonti rinnovabili ha un'incidenza esigua sugli andamenti dei

flussi di potenza, dovuto principalmente al fatto che la superficie utile a disposizione per l'installazione di questi impianti non è sufficiente, data la locazione della centrale e la tipologia di edifici connessi alla rete, che presentano tutti un basso rapporto *superficie utile/volume*.

L'introduzione di nuovi sistemi di produzione, come un secondo motore in assetto cogenerativo o la produzione da fonti rinnovabili, ci obbliga a dover fare delle considerazioni sulle norme riguardanti la produzione da cogenerazione e l'assegnazione delle accise, in base al rispetto dei limiti imposti dalle normative stesse [11] [14] [18]. Si è reso così necessario considerare due scenari di costo diversi, facenti riferimento ognuno ad una accisa di tipo diverso, con un risparmio circa del 21,8% nel caso dell'applicazione di accise industriali.

Il risultato più promettente, a prescindere dalla tipologia di accisa che viene applicata al carburante, e che consente il minor costo di produzione alla fine di una giornata tipica estiva è rappresentato dallo *Scenario 4* e dall'introduzione di pompe di calore: queste prelevano l'energia termica necessaria dal suolo e la rendono disponibile con un esiguo dispendio di energia elettrica. I problemi più grandi per l'applicazione concreta di questa tecnologia sono rappresentati dai limiti di spazio e da grande costo iniziale dell'impianto.

Il limite riscontrato in queste simulazioni risiede nel fatto che è possibile fare riferimento solo al periodo estivo e non è possibile avere una visione sulla produzione annuale di energia, sui consumi di carburante e sul funzionamento della centrale con le configurazioni descritte in questo lavoro di tesi. Questa analisi potrebbe far parte di uno *studio futuro*. Un'altra possibilità per ampliare il numero di configurazioni da analizzare è l'introduzione di un *accumulo elettrico* che può rendere la produzione e il carico del cogeneratore più flessibile e non rigidamente connessa alla richiesta elettrica delle utenze.

Bibliografia

- [1] UNI/TS 11300:2014. *Prestazione energetica degli edifici - Calcolo del fabbisogno di energia per il riscaldamento e il raffrescamento.*
- [2] UNI EN ISO 7730:2006. *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.*
- [3] U.S. Energy Information Administration-EIA. International energy outlook 2016. Relazione tecnica, U.S. Department of Energy, Office of Energy Analysis, Maggio 2016.
- [4] M. A. Ancona, M. Bianchi, L. Branchini, A. De Pascale, F. Melino, e A. Peretto. *Generation Side Management In Smart Grid.* Proceedings of the International Conference ASME-ATI-UIT 2015, Naples , Italy, 17-20 May 2015.
- [5] Maria Alessandra Ancona, Lisa Branchini, e Francesco Melino. Analisi di strategie per la gestione ottimizzata di reti complesse di distribuzione dell'energia termica. Report/rds/par2016, ENEA-Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, Settembre 2016.
- [6] A. Arteconi, C. Brandoni, e F. Polonara. Distributed generation and trigeneration: Energy saving opportunities in italian supermarket sector. *Applied Thermal Engineering*, 29:1735–1743, 2009.
- [7] Francesco Valentino Caredda. *Diagnosi Energetica dell'Azienda Ospedaliera "G.Brotzu".* Tesi di Dottorato di Ricerca, Università degli Studi di Cagliari, Anno Accademico 2011/2012.
- [8] Piergiorgio Cesaratto e Michele De Carli. Studio comparativo tra fabbisogni energetici netti, lato edificio, sia per la climatizzazione estiva che per quella invernale di edifici residenziali e del settore terziario situati in climi differenti,

- settembre 2010. Report RdS/2010/188.
- [9] Andrea Cremonesi. Energy audit ed energy benchmarking nella climatizzazione di edifici della grande distribuzione, Anno Accademico 2008/2009.
 - [10] Daikin. *Unità rooftop UATYPC10AMY18-Technical datasheet*.
 - [11] Ministero delle Finanze. Circolare n. 189 del 17.07.1998 relativa agli impianti di cogenerazione e testo unico sulle accise.
 - [12] Renzo Mario Del Duro. *Dalla cogenerazione alla trigenerazione: come ridurre la dipendenza energetica dell'Italia*. Franco Angeli, 2014.
 - [13] Macchi E., Campanari S., e Silva P. *La microcogenerazione a gas naturale*. Polipress, Milano, 2005.
 - [14] Comitato Termotecnico Italiano-CT I-Progetto E0204C580. Unità di cogenerazione e indici caratteristici. in sostituzione della norma UNI 8887 del 1987.
 - [15] Direttiva Europea. *Direttiva Europea 2009/29/CE - Perfezionamento ed estensione del sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra*, 2009.
 - [16] Direttiva Europea. *Direttiva Europea 2012/27/UE, Articolo 14, Efficienza nella fornitura dell'energia*, 2012.
 - [17] Eurostat News Release. *Share of renewables in energy consumption in the EU rose further to 16% in 2014*, 10 Febbraio 2016.
 - [18] 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.
 - [19] Gestore Servizi Energetici. *Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente*, Dicembre 2015.
 - [20] Mohamad Kharseh, Mohammed Al-Khawaja, e Muhannad T. Suleiman. Potential of ground source heat pump systems in cooling-dominated environments: Residential buildings. *Geothermics*, 57:104 – 110, 2015.
 - [21] MAYA-Heating Ventilation and Air Conditioning (Yazaki distributor). *Gruppi refrigeranti alimentati ad acqua calda, Specifiche tecniche WFC-SC 10, 20, 30 & 50*. maya-airconditioning.com.

- [22] Ministero dello Sviluppo Economico. *Strategia Energetica Nazionale-SEN*, Marzo 2013.
- [23] 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*. Commission of the European Communities, January 2002.
- [24] Francesco Zarlenga. *Le possibilità di utilizzo della risorsa geotermica a bassa e media entalpia per la sostenibilità della produzione energetica*, eai, energia ambiente innovazione 3/2011 edizione.