

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ENERGETICA

Tesi di Laurea in Ingegneria Energetica
Laurea Magistrale

**DIAGNOSI ENERGETICA DELLA ZONA
PRODUTTIVA DI SAN DONÀ DI PIAVE.
PROPOSTE DI MIGLIORAMENTO
DELL'EFFICIENZA ENERGETICA.**

Relatore: Ing. Arturo Lorenzoni

Laureando: LEONARDO CONTE

ANNO ACCADEMICO 2015/2016

Riassunto

La diagnosi energetica ha l'obiettivo di fornire una panoramica dei consumi energetici dell'area produttiva di San Donà di Piave e, contestualmente, verificare la fattibilità tecnico-economica di interventi che riducano i consumi energetici.

L'amministrazione comunale ha deciso di avviare lo studio in collaborazione con l'Università degli Studi di Padova. Il sindaco Andrea Cereser e il tecnico Giorgio Vanin, si sono affidati alle competenze dell'Ing. Arturo Lorenzoni, docente presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DII) e del tesista Dott. Leonardo Conte, laureando magistrale in Ingegneria Energetica.

Lo studio consiste nella raccolta e nell'analisi dei carichi, elettrici e termici, di alcune delle attività presenti nell'area in esame. Vengono studiati con particolare attenzione i fabbisogni di quattro industrie attive in Via Kennedy, oltre a quelli di alcune realtà artigianali di minore dimensione.

L'analisi dei dati raccolti permette di valutare strategie di intervento atte a migliorare l'efficienza energetica della zona e ridurre quindi le emissioni di gas serra.

La proposta principale consiste nella creazione di una rete che fornisca alle industrie parte del fabbisogno elettrico e termico. Il sistema valutato viene alimentato da un gruppo di motori cogenerativi alimentati a gas naturale per la produzione congiunta di energia elettrica ed energia termica. Quest'ultima, mediante un'apposita rete di teleriscaldamento, fornisce sia caldo che freddo alle utenze connesse.

In aggiunta al gruppo cogenerativo si valuta l'installazione di un impianto fotovoltaico che copra un'ulteriore quota del carico elettrico consumato dalle industrie.

Oltre a interventi per la produzione energetica, il lavoro di Tesi si occupa di affrontare e discutere altre tematiche che influiscono nel bilancio energetico ed ambientale complessivo dell'area.

Viene valutato lo stato attuale del sistema di illuminazione pubblica, proponendo la sostituzione delle lampade installate con componenti di nuova concezione, volti al risparmio di energia elettrica. Si discute la gestione delle acque piovane, sempre più centrale nei temi trattati a livello locale ed europeo, prevedendo vasche di raccolta che possono, inoltre, servire un sistema antincendio di zona dedicato.

Si approfondisce l'importanza della presenza di vegetazione nelle aree ad alto tasso di cementificazione e i molti vantaggi che questa porta. In particolare ci si sofferma sulla capacità degli alberi ad alto fusto di assorbire CO₂, aiutando il bilancio delle emissioni della zona, e sul peso che un corretto posizionamento delle specie arboree può avere sulla riduzione dei carichi solari estivi e quindi sui consumi per il raffrescamento.

Viene posta in evidenza una criticità del progetto studiato dovuta alle norme imposte dal GSE. L'impossibilità di creare una rete di distribuzione di energia elettrica con più utenze finali può rappresentare un ostacolo che in una fase successiva dello studio dovrà essere risolto.

Infine si riportano i programmi comunitari per gli investimenti su questa tipologia di progetti e i possibili finanziamenti.

Ringraziamenti

Il laureando desidera ringraziare il professor Arturo Lorenzoni per la disponibilità e la cortesia accordate, il sindaco Andrea Cereser e il tecnico Giorgio Vanin, che in particolare ha dimostrato competenza e generosità nel fornire indicazioni fondamentali per il procedere del lavoro. Egli desidera ringraziare tutti coloro che si sono resi disponibili per favorire la realizzazione della Tesi: Ennio Galletti di Confartigianato, Dario Biondo di Lafert Spa, Giovanni Pizzo di Drahtzug Stein, Claudio Fregonese di Pfaudler Spa, Mario Viotto di Viotto Srl, Mario Fabris di Unicomm, tutti gli artigiani coinvolti e in particolare il signor Fabio Ferrazzo. Egli vuole inoltre ricordare i compagni di corso Matteo, Mattia e Simone per l'amicizia condivisa negli anni universitari. Per il sostegno e l'affetto dimostrati nel percorso, desidera infine ringraziare i genitori, Adriano e Lucia, i nonni, Alba, Bruno e Marisa, familiari ed amici.

Sommario

1	Introduzione ed obiettivi della diagnosi energetica	1
1.1	Introduzione alla diagnosi e scopo dello studio.....	1
1.2	Lo sviluppo sostenibile	2
1.2.1	Nascita ed evoluzione storica del concetto.....	2
1.2.2	Le tappe fondamentali a livello internazionale	3
1.3	Oggetto della diagnosi e modalità di svolgimento.....	8
1.3.1	Oggetto della diagnosi	8
1.3.2	Modalità di svolgimento	8
1.3.4	Documentazione acquisita	9
1.3.5	Modalità di raccolta e analisi dei dati di consumo.....	9
1.4	Obiettivi della diagnosi energetica	9
1.5	Elenco proposte di intervento di miglioramento dell'efficienza	10
2.	Inquadramento area produttiva.....	11
2.1	Le attività	11
2.2	La centrale energetica	13
3.	Consumi energetici	15
3.1	Industrie	15
3.1.1	Lafert Spa.....	15
3.1.2	Drahtzug Stein Divisione Omim.....	24
3.1.3	Tycon Technoglass Spa – Pfaudler Srl	32
3.1.4	Elettromeccanica Viotto Srl.....	40
3.1.5	Cibin Srl	44
3.1.6	Analisi aggregata industrie	46
3.2	Artigiani.....	50
3.3	Esercizi Commerciali	54
3.4	Aggregato	55
4.	Cogenerazione e teleriscaldamento	59
4.1	I motori cogenerativi	59
4.1.1	Tipologia di motori	59
4.1.2	I parametri energetici.....	61
4.1.3	Risultati a confronto.....	67
4.2	La rete di teleriscaldamento	68
4.2.1	Raccolta dati.....	68
4.2.2	Allacciabilità delle utenze	68
4.2.3	Tipologia di impianto termico	69

4.2.4	Dimensione minima delle utenze	69
4.2.5	Tipologia d'utenza.....	69
4.2.6	Individuazione delle aree teleriscaldabili.....	70
4.2.7	Calcolo del fabbisogno teleriscaldabile	71
4.3	Costruzione delle curve di carico.....	72
4.3.1	La curva dei carichi invernali	73
4.3.2	La curva dei carichi ACS	75
4.3.3	La curva dei carichi estivi	76
4.3.4	La curva dei carichi annuali	78
4.3.5	Le curve di durate.....	79
4.4	Analisi energetica e ambientale	81
4.4.1	Il Sistema energetico	81
4.4.2	Le principali fonti energetiche	82
4.4.3	I sistemi energetici sostituiti	85
4.4.4	Il bilancio energetico del sistema creato.....	89
4.4.5	I risultati ottenuti	89
4.5	Analisi economica.....	90
4.5.1	Costi fissi.....	91
4.5.2	I costi variabili.....	94
4.5.3	La remunerazione	96
4.5.4	I parametri economici.....	97
4.5.5	Analisi economica con confronto tra le due soluzioni.....	98
4.5.6	Il risparmio economico	100
5.	Fotovoltaico	103
5.1	Dati	103
5.2	Produzione energetica.....	103
5.3	Analisi economica.....	106
5.4	Il risparmio economico	108
6.	Illuminazione pubblica	111
6.1	Il numero dei punti luce.....	112
6.2	Il tipo di lampada installata	113
6.3	Interventi	117
6.4	Parcheggi auto elettriche	118
7.	Gestione delle acque piovane	119
7.1	Il Piano delle Acque	119
7.2	Linee guida per gli interventi di mitigazione.....	120
7.3	La normativa	122

7.4	Vasche di raccolta acque piovane.....	123
8.	Uso del verde.....	125
8.1	Riduzione CO ₂	126
8.1.1	Assorbimento forestale di CO ₂	127
8.1.2	Stima assorbimento CO ₂	129
8.1.3	Rete Clima	129
8.1.4	I progetti attivi	130
8.2	Ombreggiamento verde.....	131
8.2.1	Benefici energetici degli alberi.....	131
8.2.2	L'impatto della posizione degli alberi sulla riduzione di energia.....	133
8.2.3	Alcuni studi svolti	134
9.	Sistemi Efficienti di Utenza.....	135
9.1	Cos'è il SEU.....	135
9.2	Il ruolo del GSE	135
9.3	Criticità.....	137
10.	Programmi comunitari per gli investimenti.....	139
10.1	La programmazione odierna	139
10.2	Le precedenti programmazioni	140
10.3	Il POR FESR 2014-2020	141
11.	Conclusioni.....	143
12.	Riferimenti	145
13.	Indice delle figure e delle tabelle	149

1 Introduzione ed obiettivi della diagnosi energetica

“L'Unione si trova di fronte a sfide senza precedenti determinate da una maggiore dipendenza dalle importazioni di energia, dalla scarsità di risorse energetiche, nonché dalla necessità di limitare i cambiamenti climatici e di superare la crisi economica. L'efficienza energetica costituisce un valido strumento per affrontare tali sfide. Essa migliora la sicurezza di approvvigionamento dell'Unione, riducendo il consumo di energia primaria e diminuendo le importazioni di energia. Essa contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra in modo efficiente in termini di costi e quindi a ridurre i cambiamenti climatici. Il passaggio a un'economia più efficiente sotto il profilo energetico dovrebbe inoltre accelerare la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative e migliorare la competitività dell'industria dell'Unione, rilanciando la crescita economica e la creazione di posti di lavoro di qualità elevata in diversi settori connessi con l'efficienza energetica”. (UE, 2012)

1.1 Introduzione alla diagnosi e scopo dello studio

La diagnosi energetica viene definita, nell'ambito della legislazione che regola l'efficienza energetica negli usi finali dell'energia, come la “procedura sistemica volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di un'attività o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e riferire in merito ai risultati”. (Electra Italia, 2015)

La diagnosi risulta utile al committente qualora quest'ultimo riesca a trovarvi le informazioni necessarie per potere decidere se e quali provvedimenti di risparmio energetico mettere in atto. La finalità vera e l'elemento qualificante di una diagnosi sono infatti le raccomandazioni per la riduzione dei consumi energetici.

I vantaggi conseguenti alla Diagnosi Energetica possono quindi essere:

- Maggiore efficienza energetica del sistema;
- Riduzione dei costi per gli approvvigionamenti di energia elettrica e gas;
- Miglioramento della sostenibilità ambientale;
- Riqualificazione del sistema energetico.

Tali obiettivi sono raggiungibili tramite l'utilizzo, fra l'altro, dei seguenti strumenti:

- Razionalizzazione dei flussi energetici;
- Recupero delle energie disperse (es: recupero di calore);
- Individuazione di tecnologie per il risparmio di energia;
- Autoproduzione di parte dell'energia consumata;

- Miglioramento delle modalità di conduzione e manutenzione (O&M);
- Buone pratiche.

I risultati così ottenuti permettono di compiere valutazioni per proseguire il cammino verso lo sviluppo sostenibile.

1.2 Lo sviluppo sostenibile

Lo sviluppo sostenibile è una forma di sviluppo economico che sia compatibile con la salvaguardia dell'ambiente e dei beni liberi per le generazioni future.

1.2.1 Nascita ed evoluzione storica del concetto

Nel 1973 la crisi petrolifera scosse l'economia mondiale e diversi Paesi del mondo si trovarono ad affrontare una grave crisi forte finanziaria, poiché l'aumento del costo del petrolio comportò l'aumento dei costi dell'energia e quindi dell'inflazione. La conseguenza della crisi energetica del '73 fu l'applicazione di politiche di austerità da parte di vari Paesi nel mondo, che presero misure drastiche per limitare il consumo di energia. La crisi petrolifera rappresentò per l'Occidente un'occasione di riflessione sull'uso delle fonti rinnovabili che vennero per la prima volta prese in considerazione in alternativa ai combustibili fossili come il petrolio. La crisi, dunque, portò i paesi occidentali a interrogarsi per la prima volta riguardo ai fondamenti della civiltà industriale e riguardo alla problematicità del suo rapporto con le risorse limitate del pianeta.

L'idea di un modello di crescita economica che non consumasse tutte le risorse ambientali e le rendesse disponibili anche per il futuro si fa strada a partire dalla prima metà degli anni settanta, e infatti nel giugno del 1972 si tenne la Conferenza ONU sull'Ambiente Umano.

Alla fine degli anni ottanta l'oncologo svedese Karl-Henrik Robèrt coordinò un ampio processo di creazione di consenso nella comunità scientifica per dare una definizione sistemica-globale e operativa di sostenibilità, le Condizioni di Sistema, che comprendono sia aspetti ecologici che sociali. Tale definizione consente di rendere concreti i principi teorici dello sviluppo sostenibile, ed è la base di processi partecipativi efficaci.

Una successiva definizione di sviluppo sostenibile, in cui è inclusa una visione globale, è stata fornita, nel 1991, dalla World Conservation Union, UN Environment Programme and World Wide Fund for Nature, che lo identifica come un «... un miglioramento della qualità della vita, senza eccedere la capacità di carico degli ecosistemi di supporto, dai quali essa dipende». (World Conservation Union, 1991)

Nello stesso anno l'economista Herman Daly definisce lo sviluppo sostenibile come «... svilupparsi mantenendosi entro la capacità di carico degli ecosistemi». In tale definizione, viene introdotto anche un concetto di "equilibrio" auspicabile tra uomo ed ecosistema, alla base di un'idea di

economia per la quale il consumo di una determinata risorsa non deve superare la sua produzione nello stesso periodo.

Nel 1994, l'ICLEI (International Council for Local Environmental Initiatives) ha fornito un'ulteriore definizione di sviluppo sostenibile: «Sviluppo che offre servizi ambientali, sociali ed economici di base a tutti i membri di una comunità, senza minacciare l'operabilità dei sistemi naturali, edificato e sociale da cui dipende la fornitura di tali servizi» (ICLEI, 1994). Ciò significa che le tre dimensioni, economica, sociale ed ambientale, sono strettamente correlate, ed ogni intervento di programmazione deve tenere conto delle reciproche interrelazioni.

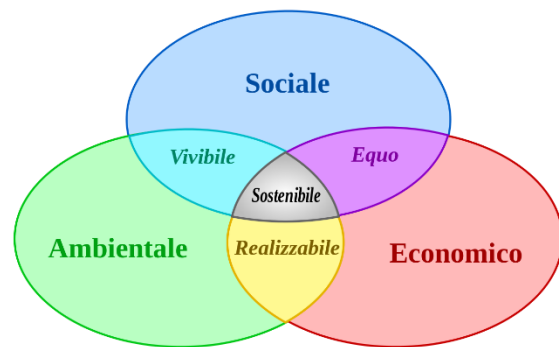


Figura 1 Gli ambiti all'interno dei quali è definito il concetto di sostenibilità

Per favorire lo sviluppo sostenibile sono in atto molteplici attività ricollegabili sia alle politiche ambientali dei singoli Stati e delle organizzazioni sovranazionali sia a specifiche attività collegate ai vari settori dell'ambiente naturale. In particolare, il nuovo concetto di sviluppo sostenibile proposto dall'UNESCO ha contribuito a generare approcci multidisciplinari sia nelle iniziative politiche che nella ricerca.

1.2.2 Le tappe fondamentali a livello internazionale

A partire dagli anni '70 sono stati compiuti numerosi passi per avvicinarsi al concetto di sviluppo sostenibile.

- 1972, Conferenza di Stoccolma sull'Ambiente Umano

L'inizio del percorso culturale e politico relativo allo sviluppo sostenibile, si può far coincidere con la Conferenza ONU sull'Ambiente Umano tenutasi a Stoccolma nel 1972, nella quale si afferma l'opportunità di intraprendere azioni tenendo conto non soltanto degli obiettivi di pace e di sviluppo socio-economico del mondo, ma anche avendo come «obiettivo imperativo» dell'umanità «difendere e migliorare l'ambiente per le generazioni presenti e future» (ONU, 1972).

- IUCN 1980, Strategia Mondiale per la Conservazione

Nel 1980 l'IUCN (International Union for Conservation of Nature) elabora il documento Strategia Mondiale per la Conservazione nel quale si delineano come obiettivi il mantenimento dei processi ecologici essenziali, la salvaguardia e conservazione della diversità genetica nel mondo animale e vegetale e l'utilizzo sostenibile degli ecosistemi.

- Commissione Mondiale su Sviluppo e Ambiente 1983 e Rapporto Brundtland 1987

Nel 1983 viene istituita dall'ONU la "Commissione Mondiale su Sviluppo e Ambiente", presieduta dall'allora premier norvegese Gro Harlem Brundtland, che elabora il rapporto Brundtland, a cui dobbiamo l'attuale condivisa definizione di sviluppo sostenibile.

- Rio de Janeiro 1992, Summit della Terra

Nel 1992 a Rio de Janeiro si tiene la Conferenza ONU su Ambiente e Sviluppo, nella quale vengono confermati i contenuti della Dichiarazione della Conferenza ONU di Stoccolma del 1972 «...cercando di considerarla come base per un ulteriore ampliamento» (ONU, 1992). Si pone l'accento su temi quali il diritto allo sviluppo per un equo soddisfacimento dei bisogni sia delle generazioni presenti che di quelle future, la tutela ambientale, la partecipazione dei cittadini per affrontare i problemi ambientali, il principio del "chi inquina paga" per scoraggiare gli sprechi, stimolare la ricerca e l'innovazione tecnologica al fine di attuare processi produttivi che minimizzino l'uso di materie prime.

Dalla Conferenza di Rio de Janeiro scaturiscono due iniziative di rilievo:

- Programma d'azione Agenda 21

Ampio ed articolato, costituisce una sorta di manuale per lo sviluppo sostenibile del pianeta "da qui al XXI secolo". È un documento di 800 pagine che parte dalla premessa che le società umane non possono continuare sulla strada finora percorsa aumentando il divario economico tra le varie nazioni e tra gli strati di popolazione all'interno delle nazioni stesse, incrementando così povertà, fame, malattia e analfabetismo e causando il continuo deterioramento degli ecosistemi dai quali dipende il mantenimento della vita sul pianeta.

- Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici

Sottoscritta a New York il 9 maggio 1992 è il primo strumento legale vincolante sui cambiamenti climatici, avente come obiettivo la stabilizzazione delle concentrazioni in atmosfera dei gas serra derivanti dalle attività umane, al fine di prevenire effetti pericolosi. Lo strumento attuativo della Convenzione è il Protocollo di Kyoto, che verrà sottoscritto nel 1997.

- Italia 1993, Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile

Nel 1993 viene messo a punto, dal Ministero dell'Ambiente, il Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile per l'attuazione dell'Agenda 21, approvato dal CIPE il 28 dicembre, «...per realizzare uno sviluppo compatibile con la salvaguardia dell'ambiente» (Ministero dell'Ambiente, 1993).

- Aalborg 1994, 1ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili

Nel 1994 ad Aalborg si tiene la "1ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili", dove viene approvata dai partecipanti la Carta di Aalborg, Carta delle città europee per uno sviluppo durevole e sostenibile: un impegno delle «...città e regioni europee ad attuare l'Agenda 21 a livello locale e ad elaborare piani d'azione a lungo termine per uno sviluppo durevole e sostenibile, nonché ad avviare la campagna per uno sviluppo durevole e sostenibile delle città europee» (ONU, 1994).

- Lisbona 1996, 2ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili

Nel 1996 a Lisbona si tiene la "2ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili", dove viene approvato dai partecipanti il Piano d'azione di Lisbona: dalla Carta all'azione: una valutazione dei progressi fatti dalla 1ª Conferenza di Aalborg e la discussione sull'avvio e l'impegno nel processo di attivazione di una «Local Agenda 21 e sull'attuazione del locale piano di sostenibilità».

- Hannover 2000, 3ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili

Nel 2000 ad Hannover si tiene la "3ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili" dove viene elaborato l'Appello di Hannover delle autorità locali alle soglie del XXI secolo: un «...bilancio sui risultati conseguiti nel fare diventare le nostre città e comuni sostenibili, nonché per concordare una linea d'azione comune alle soglie del 21° secolo» (ONU, 2000) e, quindi, un impegno per il proseguimento nell'azione di Agenda 21 Locale.

- Unione Europea 2001, VI Piano d'Azione Ambientale 2002/2010

Si trattano tre macro-temi: natura e biodiversità, ambiente e salute, uso sostenibile delle risorse naturali e gestione dei rifiuti.

- Johannesburg 2002, Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile

Nel 2002 a Johannesburg si tiene il "Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile" in cui le novità sono che la crescita economica non è la base dello sviluppo, è opportuno distinguere tra crescita e sviluppo, nella piramide dei valori, il pilastro sociale è al vertice dei pilastri economico ed ambientale, è prioritario lo sviluppo rispetto alla crescita economica, è necessario valutare i costi sociali ed ambientali delle politiche.

- Aalborg +10 e gli Aalborg Commitments 2004

Nel giugno 2004 ad Aalborg ha luogo la Quarta Conferenza Europea delle città sostenibili (detta "Aalborg +10"); in essa 110 comuni, appartenenti a 46 paesi diversi, confermano una visione comune per un futuro urbano sostenibile. La Conferenza è stata l'occasione per effettuare una riflessione su dieci anni (Aalborg 1994) d'impegno per la realizzazione di azioni locali per la sostenibilità, necessaria per fissare nuovi traguardi ed assumere impegni più definiti. In particolare è stata individuata la necessità di fissare target qualitativi e quantitativi per l'implementazione dei

LE TAPPE FONDAMENTALI DELLA SOSTENIBILITÀ	
1972	Stoccolma – Conferenza ONU sull’Ambiente Umano
1980	Strategia Mondiale per la Conservazione – IUCN, International Union for Conservation of Nature
1983	Commissione Mondiale su Sviluppo e Ambiente, istituita dall’ONU e presieduta da Gro Harlem Brundtland
1987	Rapporto Brundtland, <i>Il futuro di tutti noi</i>
1992	Rio de Janeiro – Conferenza ONU su Ambiente e Sviluppo ➤ Programma d’azione Agenda XXI ➤ Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (sottoscritta a New York il 9 maggio 1992)
1993	Italia - Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile
1994	Aalborg – 1° Conferenza Europea sulle Città sostenibili ➤ Approvazione della Carta di Aalborg
1996	Lisbona – 2° Conferenza Europea sulle Città sostenibili ➤ Piano d’Azione: dalla Carta all’azione
1999	❖ Italia, Conferenza di Ferrara : istituzione del Coordinamento Agende 21 locali italiane ❖ Italia, Ministero dell’Ambiente: istituzione del Servizio per lo Sviluppo Sostenibile
2000	Hannover – 3° Conferenza Europea sulle Città sostenibili ➤ Appello di Hannover delle autorità locali alle soglie del 21° secolo
2001	VI Piano d’Azione ambientale UE 2002/2010, <i>Ambiente 2010: il nostro futuro, la nostra scelta</i>
2002	Johannesburg – Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile, <i>Dalle nostre origini al futuro</i>

Figura 2 Le tappe fondamentali della sostenibilità

principi di sostenibilità. La visione si concretizza nei cosiddetti Commitments Aalborg +10, una serie d'impegni condivisi finalizzati a tradurre la visione comune in azioni concrete a livello locale. I Commitments sono uno strumento flessibile e adattabile alle singole situazioni locali. I governi locali che vi aderiscono avviano un percorso di individuazione degli obiettivi, che coinvolge gli stakeholders locali e che si integra con l'Agenda 21 Locale o con altri piani d'azione sulla sostenibilità.

- Il protocollo di Kyōto

L'11 dicembre 1997 viene sottoscritto il Protocollo di Kyōto, strumento attuativo della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, a sua volta sottoscritta a New York il 9 maggio 1992 e scaturita nello stesso anno a Rio de Janeiro. Entrato in vigore il 16 febbraio 2005, impegna 169 nazioni del mondo a ridurre, per il periodo 2008-2012, il totale delle emissioni di gas serra almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990 (preso come anno di riferimento), al fine di rimediare ai cambiamenti climatici in atto. Grandi assenti gli Stati Uniti, primi produttori di gas ad effetto serra nel mondo, che non lo hanno ratificato. Per raggiungere gli obiettivi prefissati, le azioni devono essere finalizzate in particolare a sostituire le fonti energetiche non rinnovabili con fonti energetiche rinnovabili, ridurre l'uso di combustibili fossili, aumentare l'efficienza energetica, ridurre i consumi energetici e ridurre la deforestazione.

- ISO 26000: Responsabilità sociale e sviluppo sostenibile

A novembre 2010 si è pubblicata la norma ISO 26000 Guida sulla responsabilità sociale che intende fornire una guida mirata a responsabilizzare tutti i tipi di organizzazioni sull'impatto delle loro attività sulla società e sull'ambiente, affinché tali attività siano condotte in una modalità che, in accordo con le leggi applicabili, sia basata su un comportamento etico e sia consistente con gli interessi della società e di uno sviluppo sostenibile.

- ISO 9004: Qualità verso la sostenibilità

L'evoluzione dei modelli organizzativi stanno recependo con forte attenzione il tema dello sviluppo sostenibile. La nuova revisione della norma ISO 9004, da decenni di riferimento internazionale per i Sistemi di gestione per la qualità in ambito aziendale e non, da Linea guida per il miglioramento delle prestazioni (nella revisione 2000) sarà intitolata Managing for sustainability (nella revisione prevista per gennaio 2009) proprio con l'intenzione di fornire alle organizzazioni una linea guida per conseguire un successo sostenibile. Nella norma vien proposta la definizione di "sostenibile" come «capacità di un'organizzazione o di un'attività di mantenere e sviluppare le proprie prestazioni nel lungo periodo» attraverso un bilanciamento degli interessi economico-finanziari con quelli ambientali.

- Direttiva 20/20/20

La Comunità Europea ha posto obiettivi sempre più stringenti e nel 2008 si è prefissata poco più di un decennio come tempo limite per raggiungere una serie di obiettivi volti alla sostenibilità. Il 17 dicembre 2008, a termine della sessione plenaria, afferma che “Dopo undici mesi di lavoro legislativo, il Parlamento ha approvato il pacchetto clima-energia volto conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili. Il pacchetto comprende provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.” (Comunità Europea, 2008).

- Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia

Il 18 giugno 2010 è stata pubblicata sulla gazzetta ufficiale dell'Unione Europea la nuova direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia.

Nell'articolo 1 si legge: «la presente direttiva promuove il miglioramento della prestazione energetica degli edifici all'interno dell'Unione, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, nonché delle prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e all'efficacia sotto il profilo dei costi». (UE, 2010)

In seguito alle riflessioni compiute negli ultimi decenni e agli obiettivi fissati, oggi vi è la necessità di valutare in modo diverso la produzione di energia, il consumo negli usi finali e le interazioni con

l'ambiente, cogliendo le opportunità economiche e finanziarie che il processo di pianificazione consente. In questa ottica rientra la diagnosi energetica voluta dall'amministrazione di San Donà di Piave.

1.3 Oggetto della diagnosi e modalità di svolgimento

1.3.1 Oggetto della diagnosi

Nella visione assunta dalla Comunità Europea e sottoscritta dagli Stati Membri, le realtà comunali rappresentano la cellula istituzionale più piccola alla quale può essere richiesta responsabilità in tema di pianificazione energetica. L'amministrazione comunale di San Donà di Piave ha accolto le direttive europee e sta agendo affinché gli obiettivi prefissati possano essere raggiunti. Tra i molti casi di studio presi in esame, particolare interesse di analisi e intervento è la zona industriale della città.

Lo studio consiste nell'analisi dei carichi, elettrici e termici, delle attività presenti nella zona industriale di via Kennedy e nella zona artigianale di Via Maestri del Lavoro.

1.3.2 Modalità di svolgimento

Per elaborare una corretta diagnosi è fondamentale individuare i consumi dei singoli vettori energetici per ciascuna azienda, così da focalizzare l'attenzione su quelle maggiormente energivore e la loro collocazione. In questo modo è possibile determinare gli interventi di miglioramento più significativi.

Innanzitutto è stato analizzato il contesto di riferimento e la baseline dei consumi rispetto alla quale calcolare i risparmi in futuro.

L'orizzonte temporale di riferimento è stato scelto pari a 24 mesi (anno 2014 e 2015), per poter isolare eventuali fenomeni di stagionalità che possono alterare gli andamenti dei consumi.

Successivamente, per ogni singolo vettore energetico, sono stati raccolti i dati tecnici e di utilizzo di tutte le aziende che trasformano e/o consumano quel dato vettore energetico. Tale rilevazione è stata eseguita sia mediante raccolta di informazioni (incontro con i referenti delle singole aziende nel sito produttivo dell'azienda, con compilazione del questionario preliminare e raccolta di documentazione) sia mediante acquisizione dei dati da sito del fornitore.

L'analisi dei consumi sopra descritta ha consentito, infine, di individuare gli interventi di miglioramento dell'efficienza più significativi sia in termini di quantità di energia risparmiata in valore assoluto sia in termini di maggiore percentuale di risparmio conseguibile.

1.3.4 Documentazione acquisita

Per l'elaborazione della presente diagnosi energetica è stata acquisita la seguente documentazione:

- Bollette di energia elettrica – anni 2014 e 2015;
- Curve orarie di consumo dell'energia elettrica da sito fornitore – anni 2014 e 2015;
- Bollette consumi gas metano – anni 2014 e 2015;
- Planimetria, prospetti e sezioni degli stabilimenti.

1.3.5 Modalità di raccolta e analisi dei dati di consumo

Tutti i dati energetici e di processo nonché le informazioni di carattere generale sono riferiti agli ultimi due anni solari completi a disposizione (anni 2014 e 2015).

La raccolta dei dati è avvenuta attraverso tre modalità:

- acquisizione di informazioni mediante questionario compilato;
- ricezione di documentazione per posta elettronica;
- download dei consumi orari dal sito del fornitore.

1.4 Obiettivi della diagnosi energetica

Dopo la fase di raccolta dei dati presso le aziende, è stato possibile costruire le curve di carico per ogni vettore energetico e la mappa di calore dell'intera area produttiva. Con i risultati ottenuti si sono valutati interventi che permettano un risparmio economico alle attività della zona e una riduzione delle emissioni di CO₂ nel territorio comunale.

Alcune soluzioni prese in considerazione sono:

- l'uso integrato dei carichi in eccesso di alcune attività per soddisfare le punte di carico di altre;
- l'autoproduzione centralizzata;
- l'utilizzo di fonti rinnovabili.

Il risultato dello studio sono, quindi, delle soluzioni aggregate di produzione energetica che verranno proposte all'amministrazione comunale e agli imprenditori della zona. Il lavoro è accompagnato da un'analisi economica degli investimenti necessari, tenendo in considerazione i finanziamenti europei utilizzabili.

Un ulteriore oggetto di analisi può essere la valutazione della mobilità, sempre in ottica di soluzione aggregate che permettano un risparmio economico ed energetico, nonché di emissioni di CO₂.

1.5 Elenco proposte di intervento di miglioramento dell'efficienza

Di seguito si riportano degli interventi di miglioramento dell'efficienza individuati e valutati durante lo studio:

- Cogenerazione e teleriscaldamento;
- Fotovoltaico;
- Illuminazione pubblica.

Il dettaglio dell'analisi tecnico-economica di ogni intervento è riportato nei capitoli corrispettivi.

2. Inquadramento area produttiva

San Donà di Piave possiede due aree produttive, una di primo impianto, sviluppata lungo Via Kennedy, e una di nuova formazione, sviluppata lungo Via Bassette, saldata a quella di Noventa di Piave. L'area in esame è la zona produttiva di primo impianto, costituita di una zona industriale e una artigianale e commerciale, racchiuse tra il Filtro Verde, Via Calnova, Via Trezza e Viale Primavera.

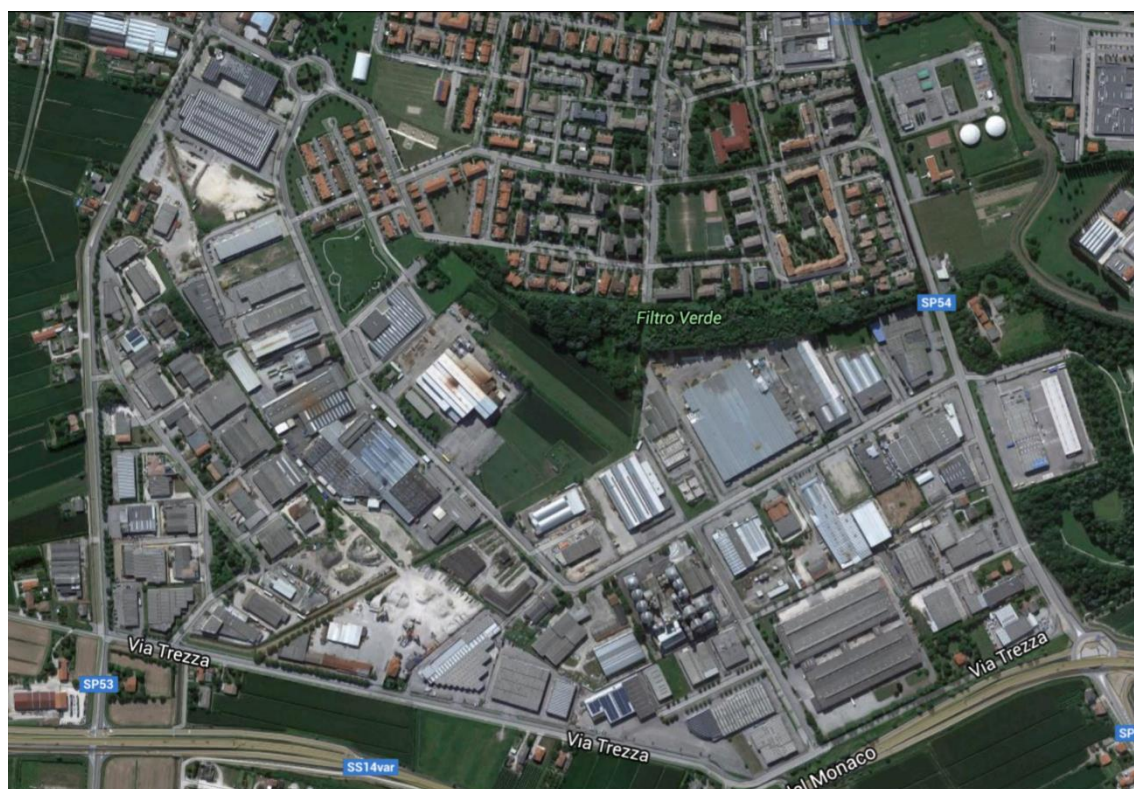


Figura 3 Area produttiva di primo impianto di San Donà di Piave

2.1 Le attività

L'area è nata alla fine degli anni '60 dello scorso secolo in seguito alla costruzione dello stabilimento dell'odierna Pfauler. In seguito sono arrivate numerose altre aziende, dando vita a un'area a prevalenza industriale, che si sviluppa lungo via John Fitzgerald Kennedy. Negli ultimi anni ha visto un notevole calo nella presenza di grosse industrie. Oggi le principali grandi industrie attive sono:

- Lafert Spa, specializzata nella progettazione e produzione di motori elettrici;
- Drahtzug Stein divisione Omim, specializzata nella produzione di fili metallici;

- Tycon Technoglass Spa - Pfaudler Srl, specializzata nella produzione di apparecchi per l'industria chimica;
- Elettromeccanica Viotto Srl, specializzata nella costruzione e manutenzione di macchine e impianti;
- Cibir Srl, specializzata nella produzione di articoli per la refrigerazione industriale.

L'area a prevalenza artigianale, che si sviluppa lungo via Maestri del Lavoro, consta di una cinquantina di aziende attive in diversi mercati. Visto l'elevato numero non è stato possibile interfacciarsi con ciascuna di esse e si è scelto di appoggiarsi, grazie al suggerimento dell'amministrazione comunale, a Confartigianato. Il Sig. Ennio Galletti ha gentilmente fornito la lista degli associati a Confartigianato presenti nell'area considerata. Si è proceduto a contattare tutte le 29 aziende così selezionate con l'aiuto del Sig. Fabio Ferrazzo, che si è reso disponibile ad accompagnare porta a porta per la consegna del questionario. Di queste la maggior parte ha risposto positivamente e circa la metà ha fornito i dati richiesti. Esse sono:

- Brugnera E' Pubblicità Srl;
- De Pieri Alessandro;
- Elettromeccanica Tamai e Minetto;
- Essedue Srl;
- Faber Legno di Zia Tiberio;
- Ferrazzo Marmi Sas di Ferrazzo Renzo;
- Frigonord Sas;
- Idroterm di Colosso Roberto;
- Ilsa di Pacifici Remo;
- In Legno Snc di Lazzarini Fabio e Andrea;
- Mengo Geom. Mauro & C. Snc;
- Officine Ortiga Srl;
- Rampon Srl;
- Rossetto Impianti Snc;
- Cash & Carry.

La raccolta dei dati si è rivelata una fase nevralgica dello studio ed ha necessitato di circa un mese di tempo. Al termine è stato possibile analizzare ed elaborare i dati raccolti, come si vedrà nel capitolo successivo.

2.2 La centrale energetica

Si è cercato all'interno dell'area produttiva un lotto idoneo ad ospitare il centro nevralgico dei sistemi e degli impianti proposti per sostenere la domanda energetica dell'intera zona. Si sono individuati, in collaborazione e su suggerimento del tecnico Giorgio Vanin, i capannoni di proprietà di Sam Snc, dei fratelli Furlanetto Franco e Maurizio.



Proprietà : SAM, SNC DEI FRATELLI FURLANETTO
FRANCO E MAURIZIO

Figura 4 Capannoni individuati come possibile sede della centrale energetica

Si tratta di due capannoni non più utilizzati, parzialmente scoperti, che si trovano in ottima posizione rispetto alle altre aziende. L'ubicazione precisa è in Via Kennedy 10, a fianco a Drahtzug Stein divisione Omim e Elettromeccanica Viotto Srl.

Nell'ottica del lavoro di tesi ci si limita a segnalare la presenza e la posizione di quest'area, ideale per l'installazione della centrale energetica a servizio delle industrie della zona. Non si è

approfondito il contatto con i titolari per avere informazione riguardo la possibilità di affitto del lotto.

Il capannone di dimensioni minori ha una superficie di circa 845 m², il maggiore di circa 3500 m². Come si discuterà nel Cap. 4, tutti i macchinari e le attrezzature necessarie alle proposte studiate potrebbero essere contenute nel capannone minore, aprendo la possibilità di richiedere l'affitto solo della copertura del capannone maggiore, ai fini della realizzazione di un impianto fotovoltaico, vedi Cap 5.

3. Consumi energetici

Lo studio divide le attività in tre categorie: Industrie, Artigiani ed Esercizi Commerciali.

Per ciascuna attività sono stati presi in considerazione i consumi energetici fatturati negli anni 2014 e 2015.

3.1 Industrie

Sono stati raccolti ed elaborati i dati delle quattro principali industrie presenti nell'area produttiva.

3.1.1 Lafert Spa

Lo stabilimento di Lafert S.p.A. è localizzato in via Kennedy 43 a San Donà di Piave (VE). L'attività dell'azienda consiste nella progettazione, produzione e fornitura di motori elettrici, generatori e trasformatori elettrici ed azionamenti customizzati per l'impiego industriale.

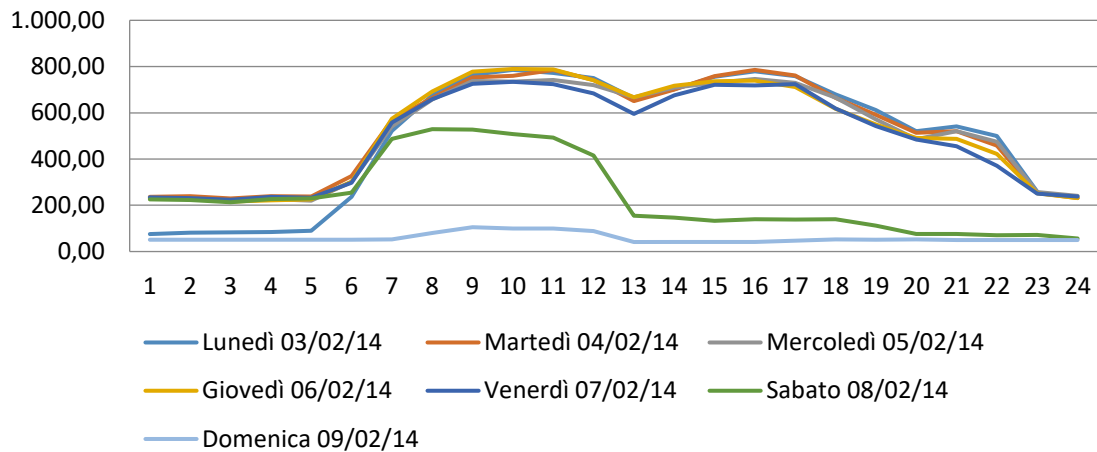
Ricopre una superficie lorda coperta di 19.200 mq, per una volumetria complessiva di 105.200 mc. Al 31/12/2015 vi lavoravano 299 dipendenti.

- Analisi energia elettrica

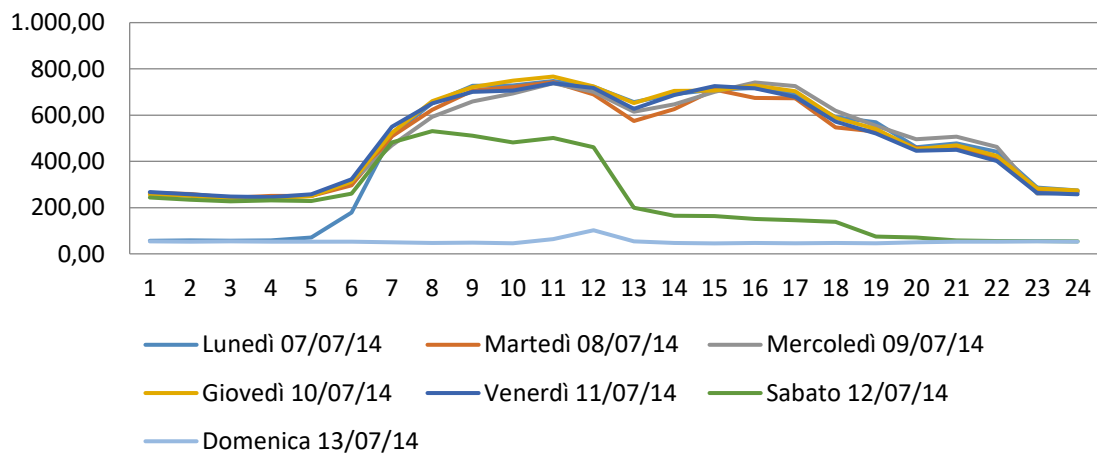
Nelle figure sono rappresentati i profili orari del carico elettrico, espresso in kW su 24 ore, relativi rispettivamente ad una settimana invernale (la prima di febbraio) e ad una settimana estiva (la prima di luglio), sia del 2014 che del 2015.

Si nota come i profili di carico siano abbastanza simili, con la sola differenza che in estate i due picchi sono di poco maggiori a causa del maggiore fabbisogno elettrico per la climatizzazione (la quale in inverno è garantita da utenze che consumano prevalentemente gas naturale mentre in estate da utenze esclusivamente elettriche). Dalle curve dei giorni feriali (praticamente identiche durante tutta la settimana, ad esclusione delle primissime ore di lunedì dove il carico è pari al base-load domenicale, invece nelle stesse ore degli altri giorni è pari più del doppio per via del turno notturno) appaiono evidenti gli orari di lavoro e il periodo di pausa pranzo. Di sabato si può notare che il turno termina alle 12.00. Sabato sera e domenica (giorno non lavorativo) il base-load orario è costante e pari a circa 60-70 kWh.

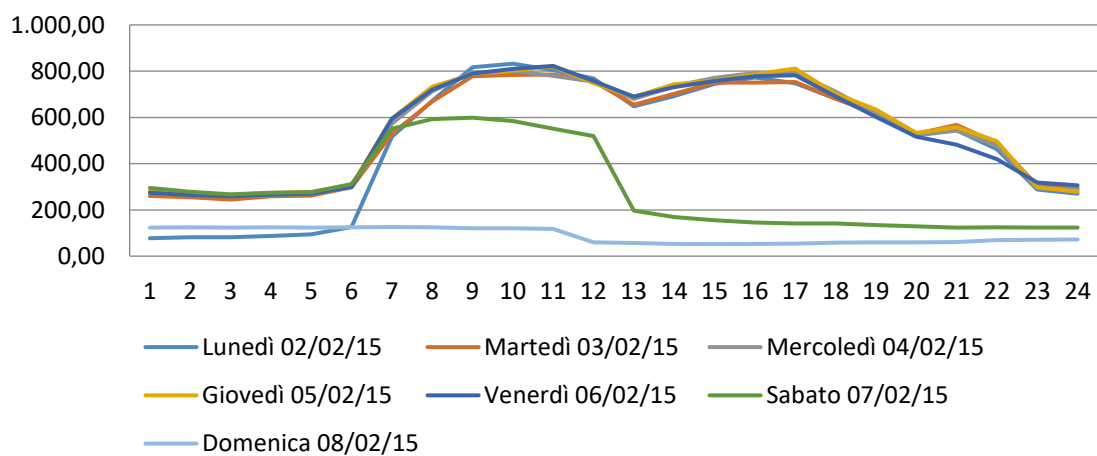
Prima settimana di febbraio 2014



Prima settimana di luglio 2014



Prima settimana di febbraio 2015



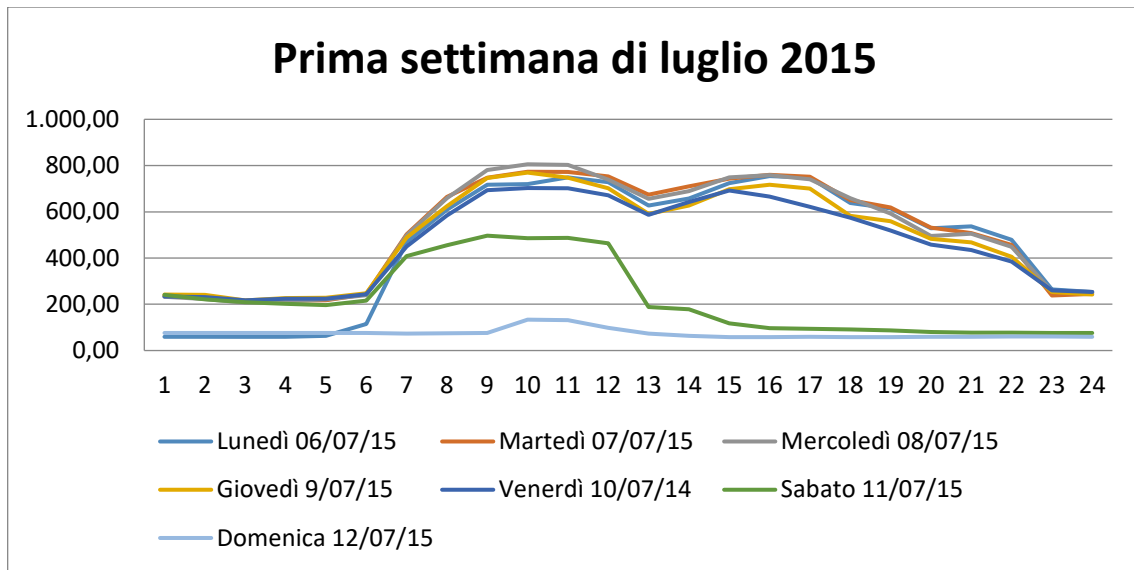


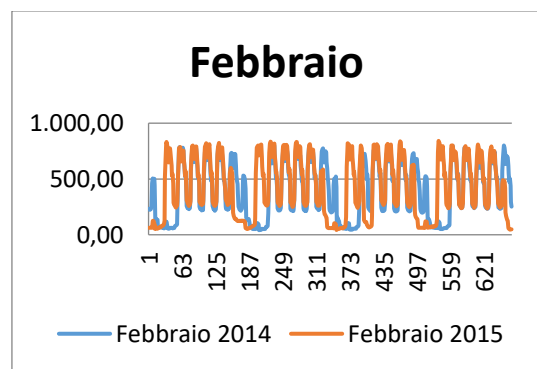
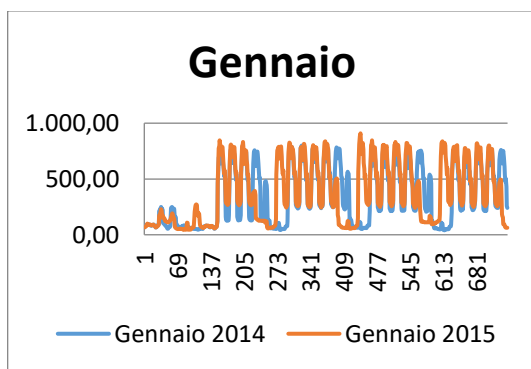
Figure 1 Profili orari carico elettrico settimane di riferimento, Lafert Spa [kW/h]

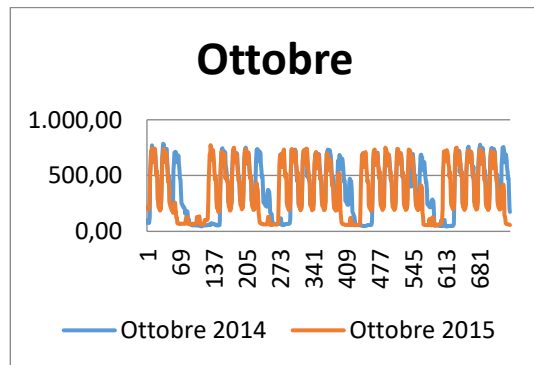
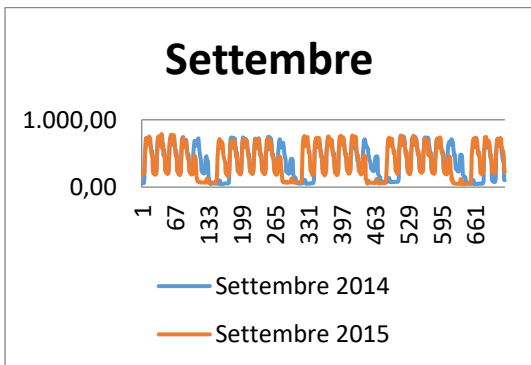
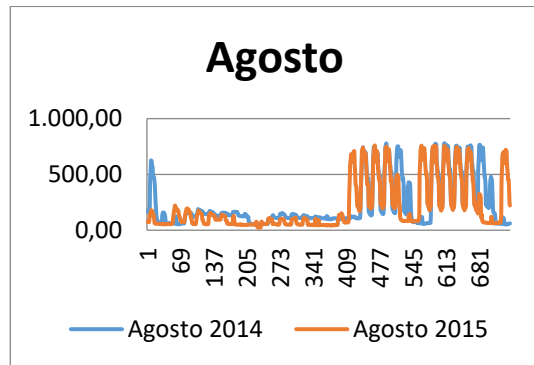
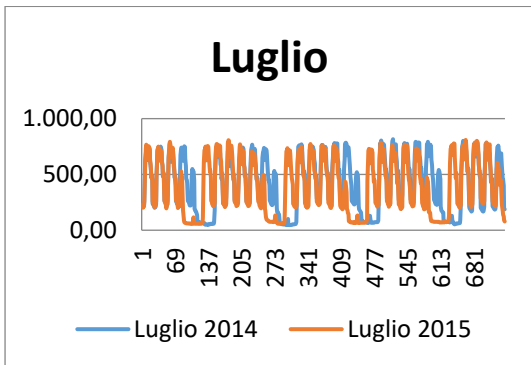
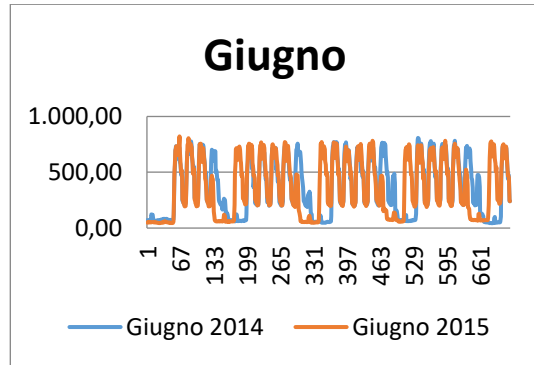
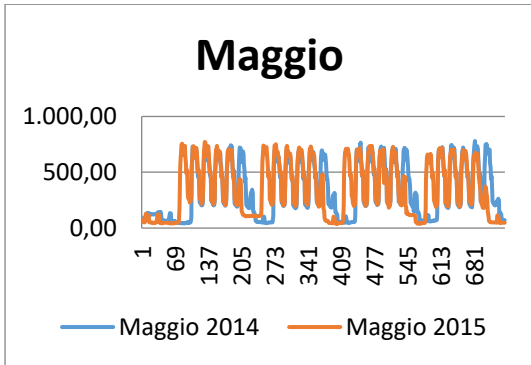
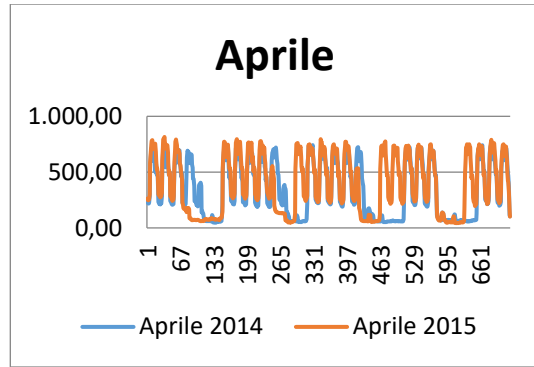
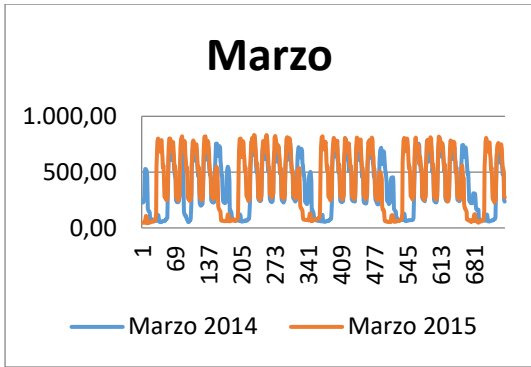
Nelle figure sono rappresentati i profili orari dei carichi elettrici, espressi in kW su ore del mese, relativi ai dodici mesi, confrontando ciascun mese del 2014 con l'analogo del 2015.

L'andamento dei consumi elettrici dipende sostanzialmente dal livello di produzione (tipologia e quantità di motori prodotti) e dalle condizioni climatiche. La produzione incide maggiormente, in quanto la tipologia e quantità di pezzi prodotti incide su tutti i consumi elettrici connessi con le attività principali. Le condizioni climatiche influenzano solamente i consumi dovuti alla climatizzazione estiva e ai sistemi di raffreddamento dei forni, degli stampi e delle casse.

Si nota come i profili di carico siano abbastanza simili, con la sola differenza che nel 2015 i picchi sono di poco maggiori a causa di un maggiore livello di produzione.

I mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione (periodi di chiusura programmata dello stabilimento) e quindi con minori consumi elettrici.





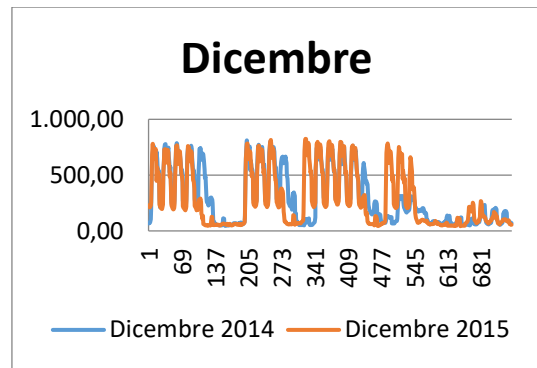
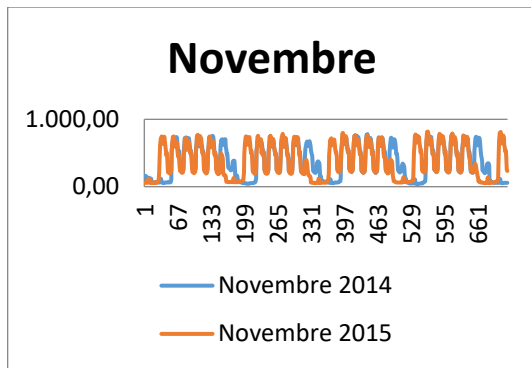
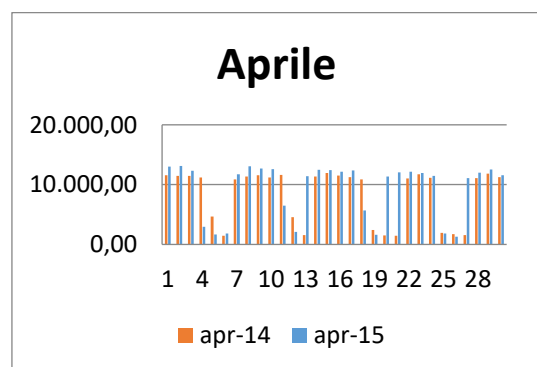
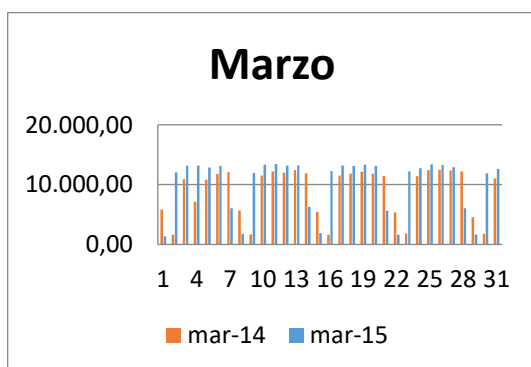
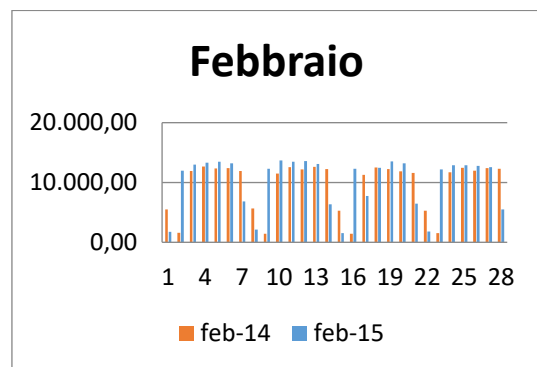
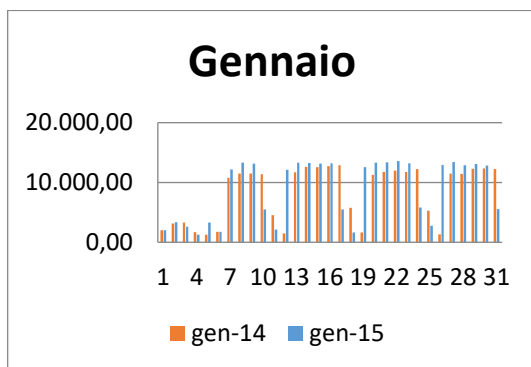


Figure 2 Profili orari dei carichi elettrici, relativi ai dodici mesi, Lafert Spa [kW/h]

Nelle figure sono rappresentati i consumi elettrici giornalieri, espressi in kWh, rilevati nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili, con picchi poco maggiori nel 2015, e che i mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei giorni lavorativi è poco variabile (mediamente 12.000 kWh/giorno). Di sabato i consumi variano tra i 4.000 e i 6.000 kWh/giorno, in base al carico di lavoro. Nei giorni non lavorativi (domenica e festivi), invece, la base-line dei consumi è inferiore ai 2.000 kWh/giorno.



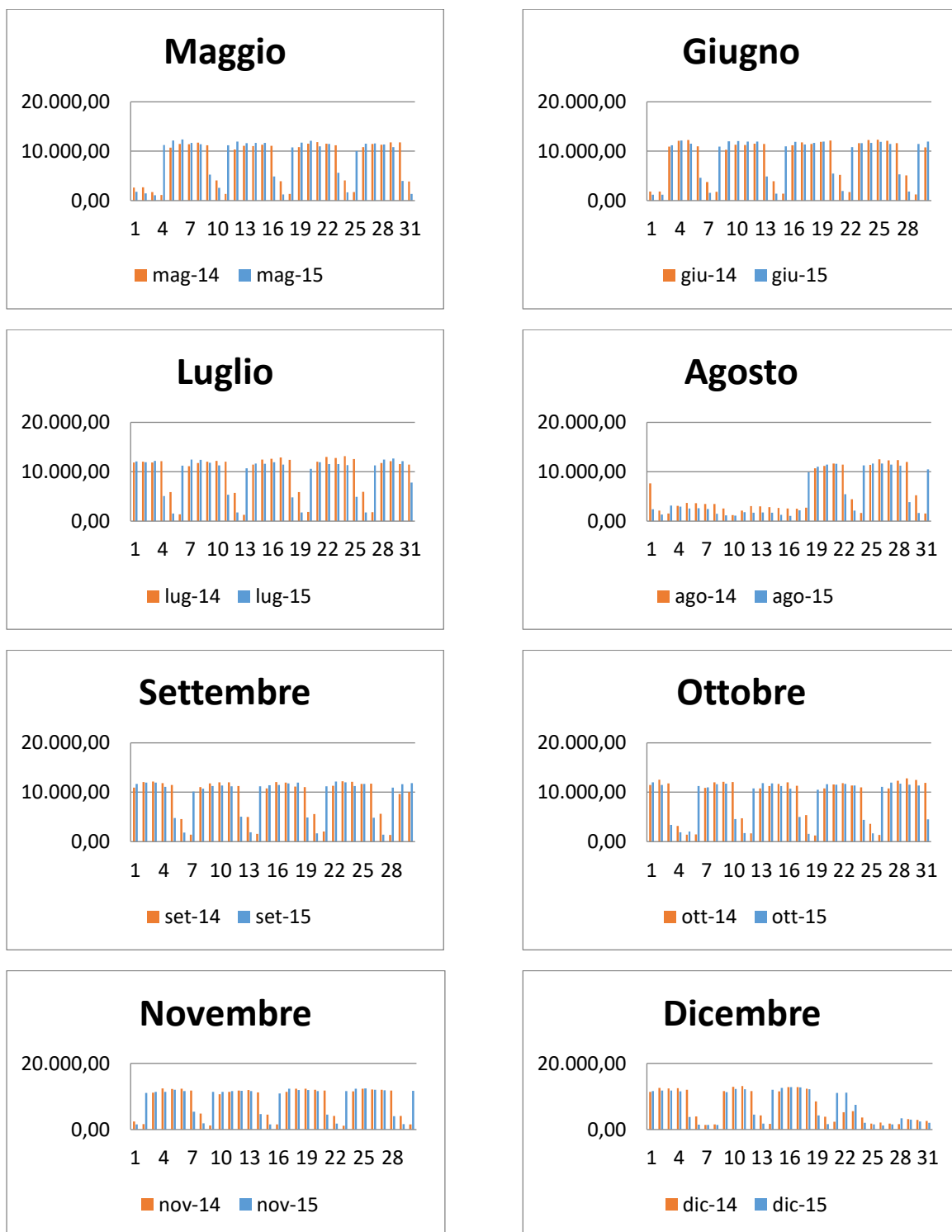


Figure 3 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Lafert Spa [kWh/d]

Nella figura sono rappresentati i consumi elettrici mensili, espressi in kWh, rilevati nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili, con picchi poco maggiori nel 2015, e che i mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei mesi lavorativi è poco variabile (mediamente 275.000 kWh/mese). In agosto i consumi sono circa 165.000 kWh/mese, mentre in dicembre sono circa 215.000 kWh/mese.

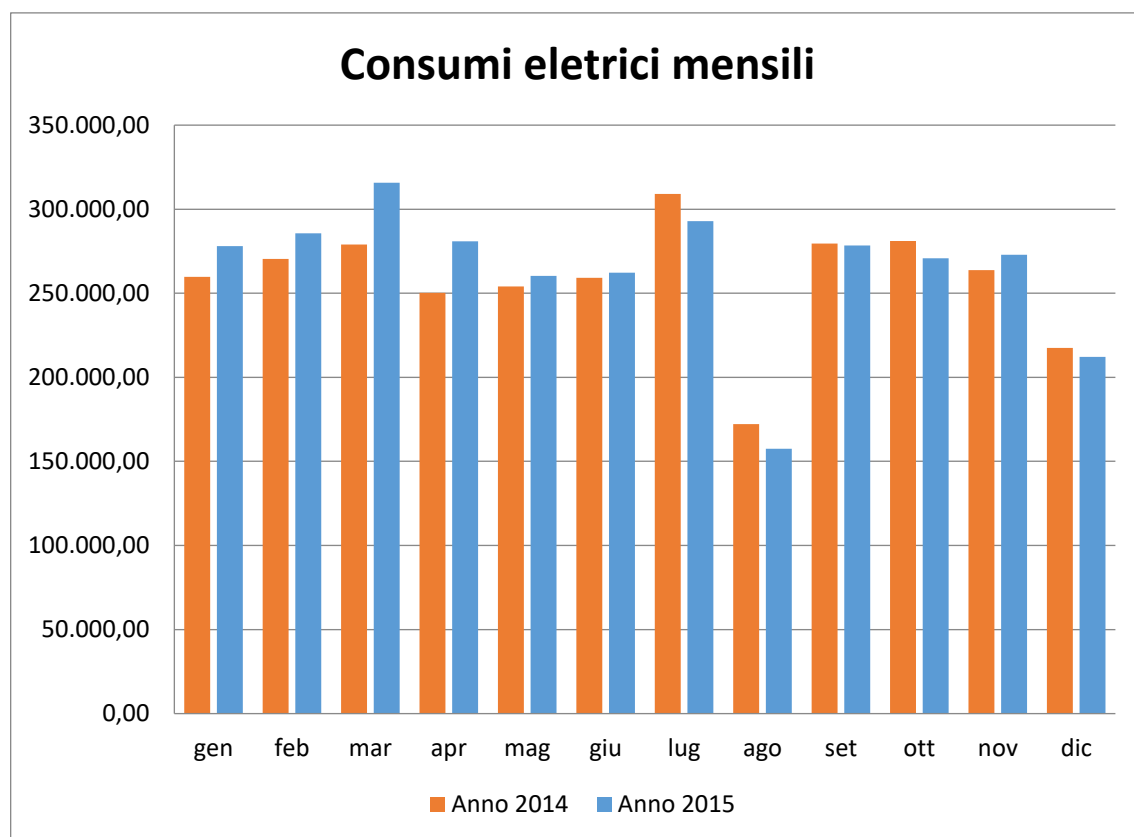


Figura 5 Consumi elettrici mensili Lafert Spa [kWh/m]

Considerando un costo unitario medio dell'energia elettrica pari a 0,1732 €/kWh corrisponde ad una spesa pari a 536.189 € nel 2014 e 548.766 € nel 2015.

Nelle figure sono rappresentate le curve di durata del carico elettrico, espresso in kW, nei due anni 2014 e 2015.

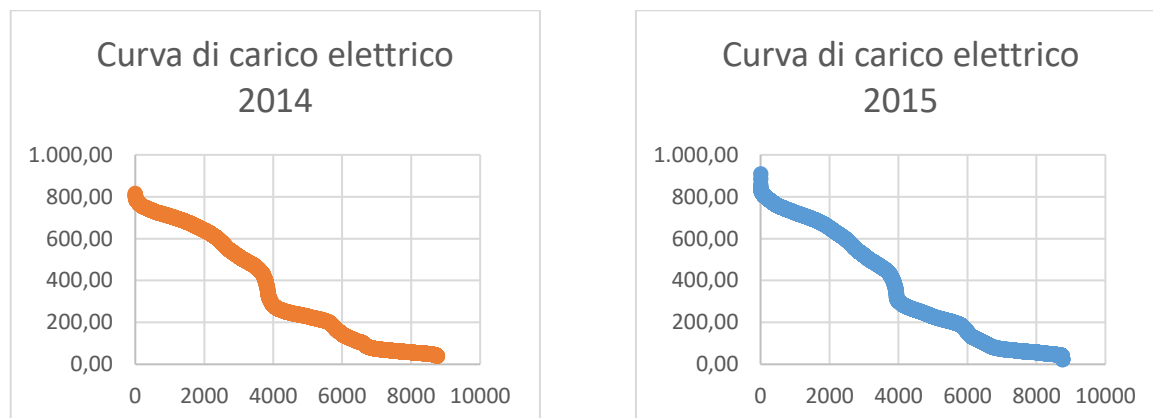


Figure 4 Curve di durata del carico elettrico, Lafert Spa [kW/h]

Il carico di picco è pari a circa 900 kW, per circa 4000 il carico richiesto è superiore ai 300 kW, mentre per le restanti ore dell'anno si ha un carico di base inferiore ai 300 kW.

- **Analisi energia termica**

L'analisi dell'energia termica consumata si è basata sui dati del consumo di gas naturale forniti dall'azienda.

La tabella riporta i valori dei consumi negli anni 2014 e 2015.

Tabella 1 Consumi gas naturale e energia termica, Lafert Spa

2014	mc.	Energia kWh	2015	mc.	Energia kWh
Gen	60.984	584.836	Gen	68.660	658.449
Feb	52.559	504.040	Feb	64.521	618.756
Mar	39.284	376.733	Mar	52.131	499.936
Apr	24.410	234.091	Apr	31.501	302.094
Mag	22.049	211.449	Mag	24.574	235.664
Giu	19.757	189.469	Giu	23.592	226.247
Lug	20.886	200.296	Lug	23.152	222.027
Ago	10.115	97.002	Ago	12.218	117.170
Set	21.468	205.878	Set	24.984	239.596
Ott	25.034	240.076	Ott	33.423	320.526
Nov	35.738	342.727	Nov	57.477	551.204
Dic	51.800	496.762	Dic	63.820	612.033
Anno	384.084	3.683.365	Anno	480.053	4.603.708

Per il calcolo dell'energia termica prodotta dal combustibile, e quindi consumata, è stato considerato un PCI del gas naturale pari a 9,59 kWh/mc e un rendimento medio delle caldaie classiche pari a 0,8.

La figura rappresenta l'andamento del consumo di gas naturale nei due anni.

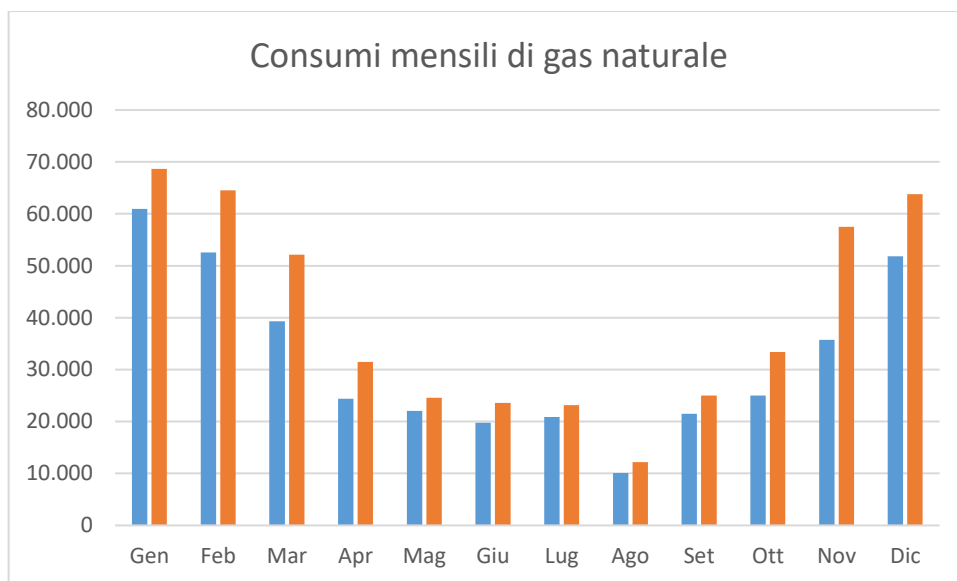


Figura 6 Consumi mensili gas naturale, Lafert Spa [mc/m]

Le figure rappresentano i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

Il carico termico invernale è più del doppio in entrambi i casi (265.087 mc rispetto a 118.997 mc nel 2014 e 339.071 mc rispetto a 140.982 mc nel 2015).

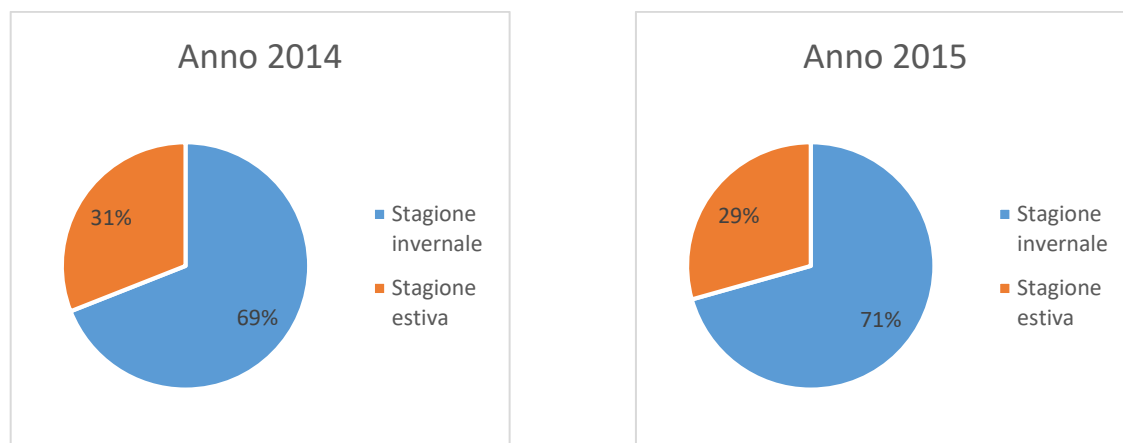


Figure 5 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Lafert Spa

La differenza è dovuta all'elevato peso della climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas, mentre il raffrescamento è su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa il 40% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS), mentre il 60% è per processi industriali.

Considerando un costo medio del gas di 0,42 €/mc (0,044 €/kWh), corrisponde ad una spesa pari a 161.315 € nel 2014 e 201.622 € nel 2015.

3.1.2 Drahtzug Stein Divisione Omim

Lo stabilimento di Drahtzug Stein Divisione Omim è localizzato in via Kennedy 8 a San Donà di Piave (VE). L'attività della divisione Omim si è focalizzata sulla produzione e finitura di articoli e componenti per elettrodomestici in filo zincati, nichel-cromati o con finitura in poliestere o poliuretano.

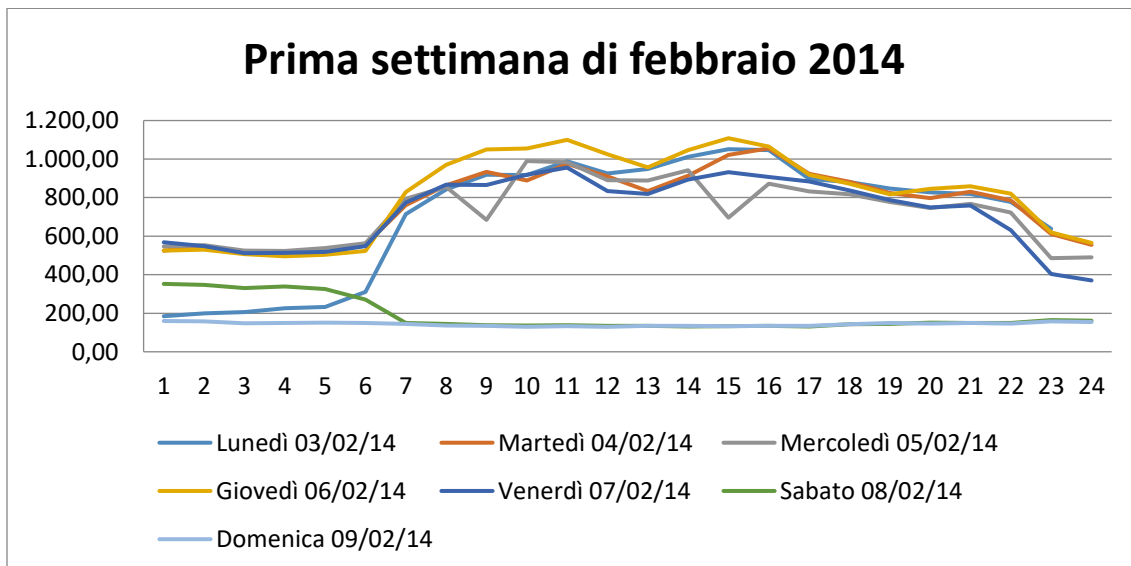
Ricopre una superficie lorda coperta di 16.000 mq, per una volumetria complessiva di 121.600 mc. Al 31/12/2015 vi lavoravano 175 dipendenti.

- Analisi energia elettrica

L'analisi dell'energia elettrica consumata si è basata sui dati forniti da Giovanni Pizzo, Energy Manager dell'azienda, contenenti i consumi orari degli ultimi anni e che hanno permesso di ottenere i profili di seguito discussi.

Nelle figure sono rappresentati i profili orari del carico elettrico, espressi in kW su 24 ore, relativi rispettivamente ad una settimana invernale (la prima di febbraio) e ad una settimana estiva (la prima di luglio), sia del 2014 che del 2015.

Si nota come i profili di carico siano abbastanza simili e regolari. Dalle curve dei giorni feriali (praticamente identiche durante tutta la settimana, ad esclusione delle primissime ore di lunedì dove il carico è pari al base-load domenicale, invece nelle stesse ore degli altri giorni è pari più del doppio per via del turno notturno) appaiono evidenti gli orari di lavoro e il periodo di pausa pranzo. Di sabato si può notare che il turno termina circa a metà giornata. Sabato sera e domenica (giorno non lavorativo) il base-load orario è costante e pari a circa 100-120 kWh.



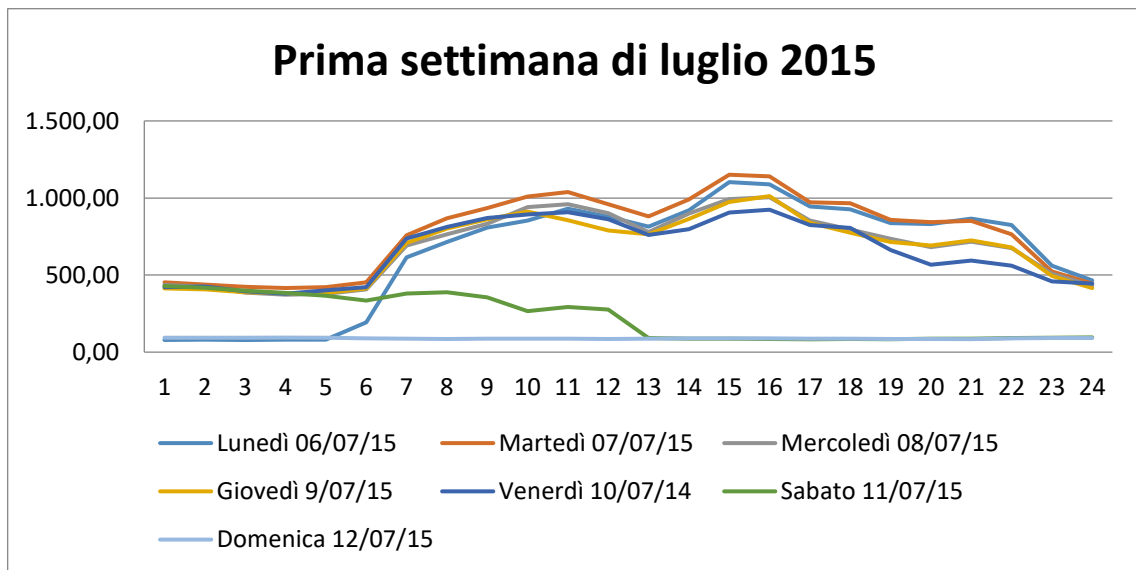
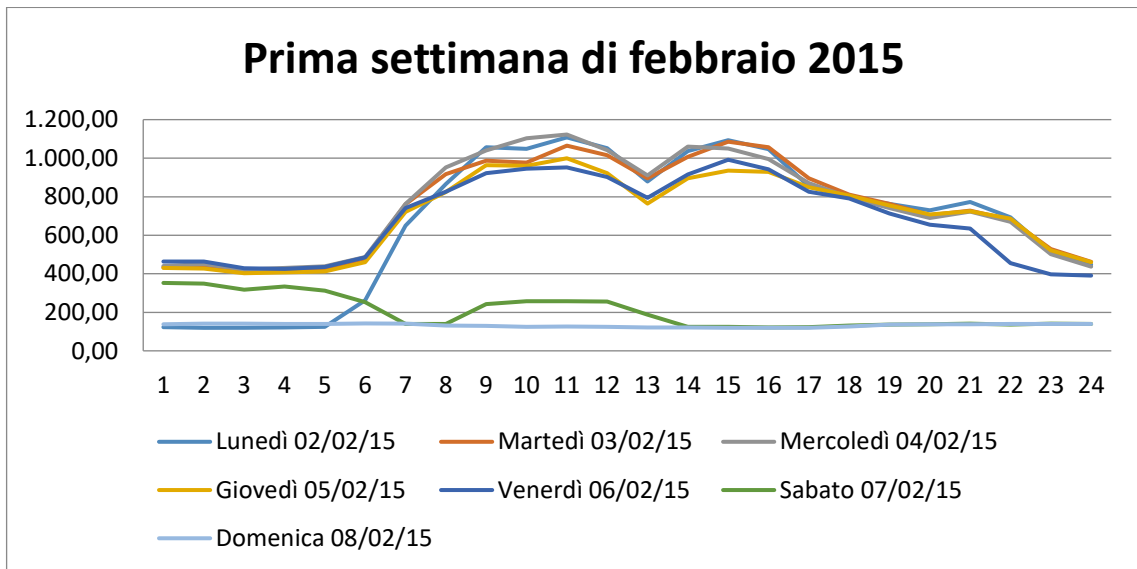
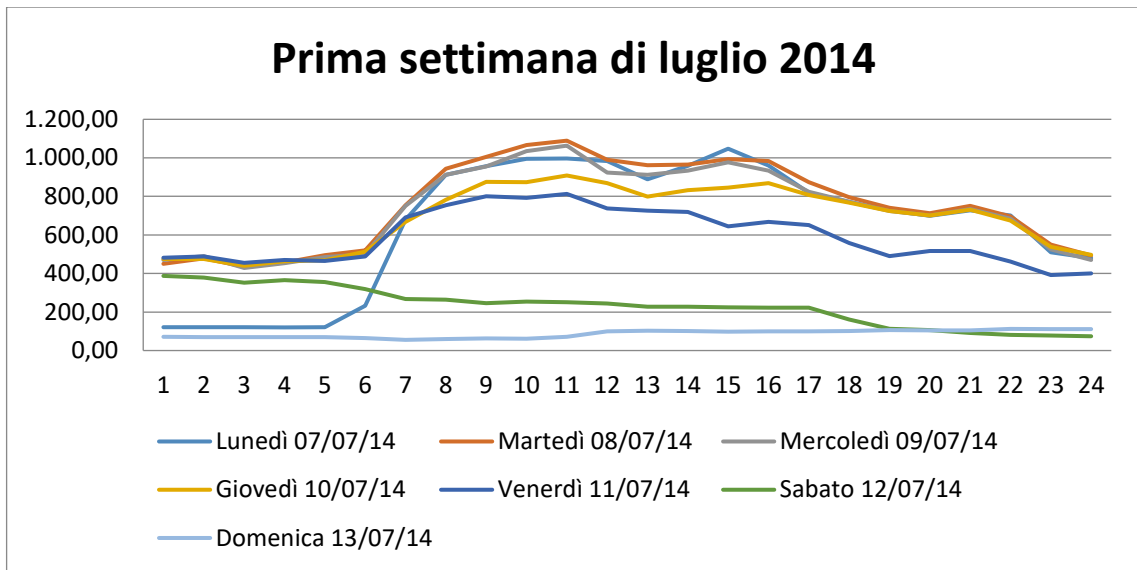


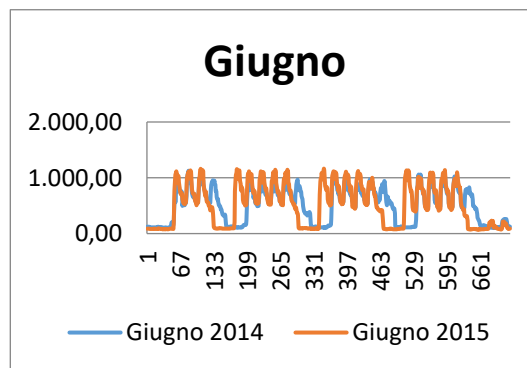
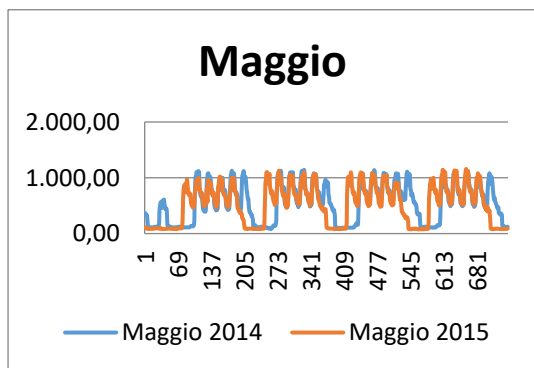
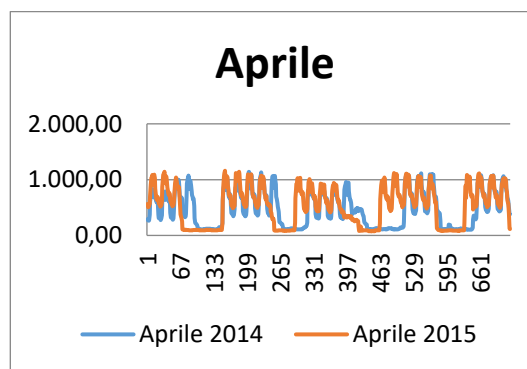
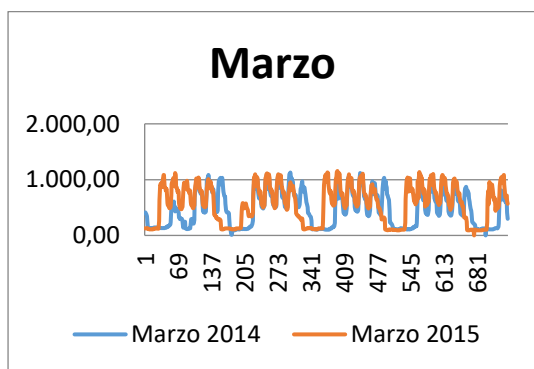
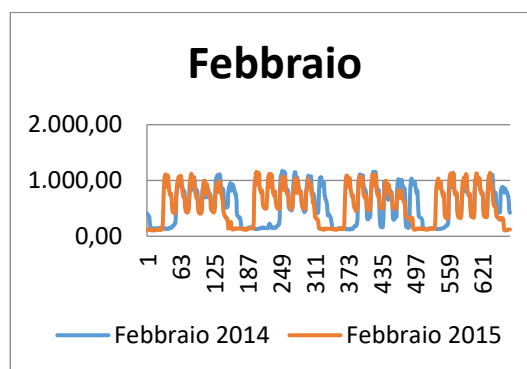
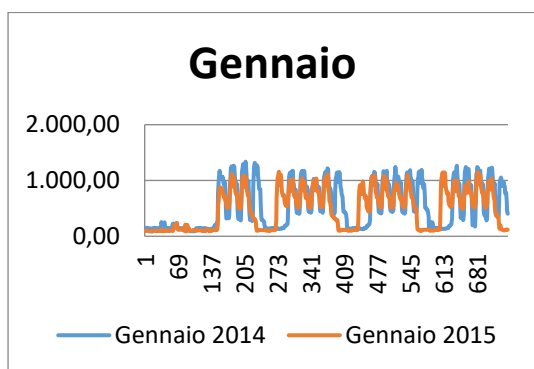
Figure 6 Profili orari del carico elettrico settimane di riferimento, DrahtzugStein [kW/h]

Nelle figure sono rappresentati i profili orari dei carichi elettrici relativi, espressi in kW su ore del mese, ai dodici mesi, confrontando ciascun mese del 2014 con quello del 2015.

L'andamento dei consumi elettrici dipende sostanzialmente dal livello di produzione (tipologia e quantità di prodotti) e dalle condizioni climatiche. La produzione incide maggiormente, in quanto la tipologia e quantità di pezzi prodotti incide su tutti i consumi elettrici connessi con le attività principali.

Si nota come i profili di carico siano abbastanza simili, con la sola differenza che nel 2015 i picchi sono di poco maggiori.

I mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione (periodi di chiusura programmata dello stabilimento) e quindi con minori consumi elettrici.



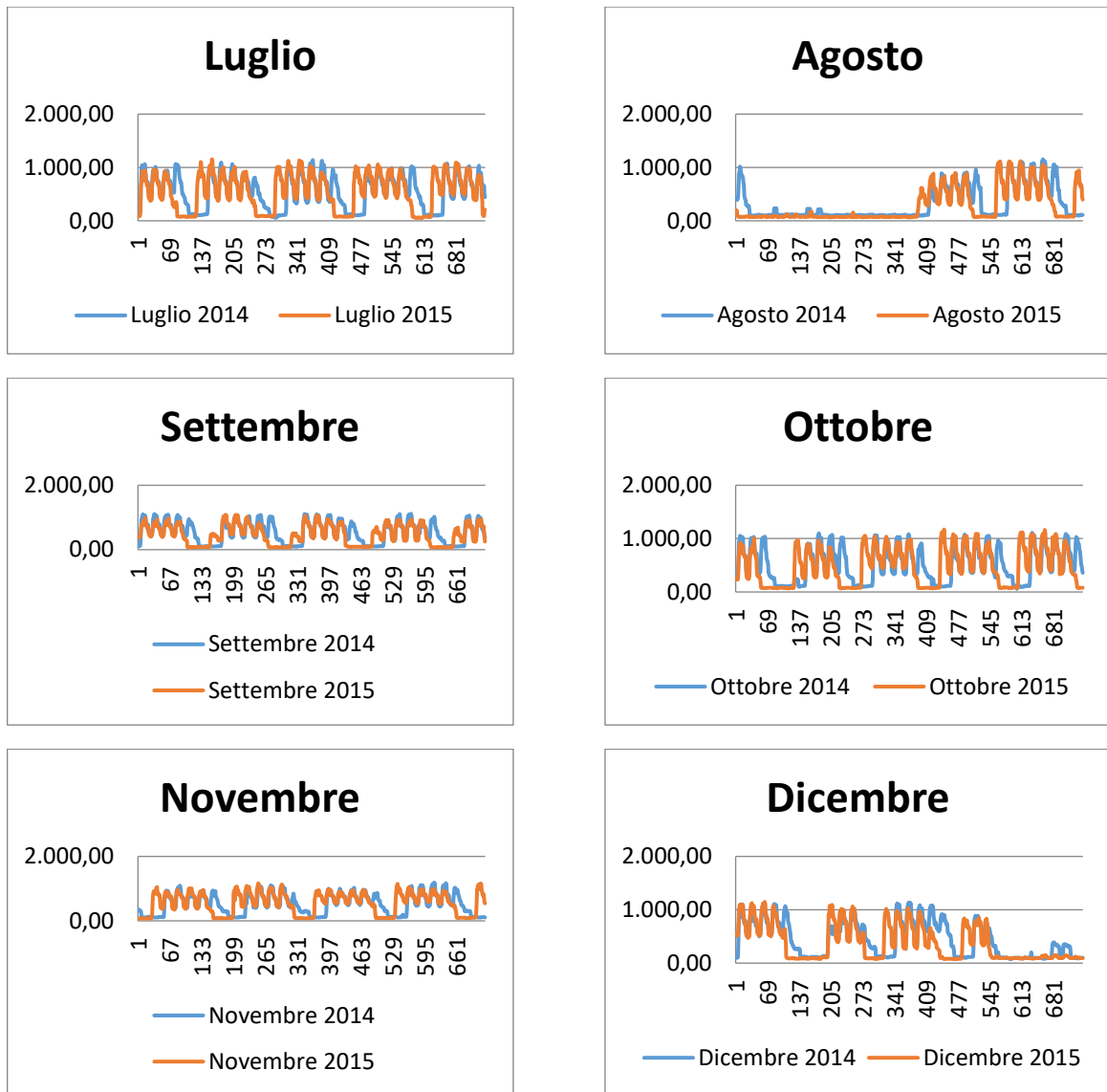
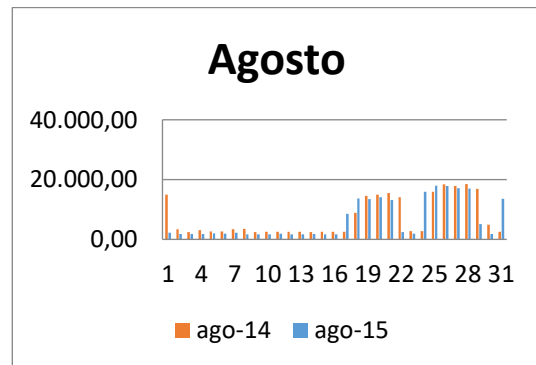
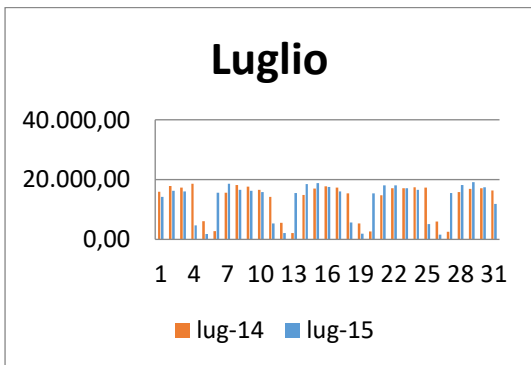
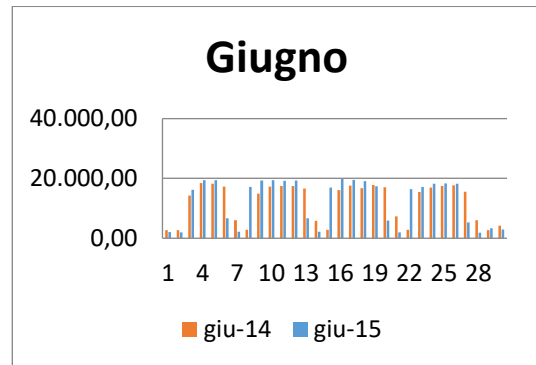
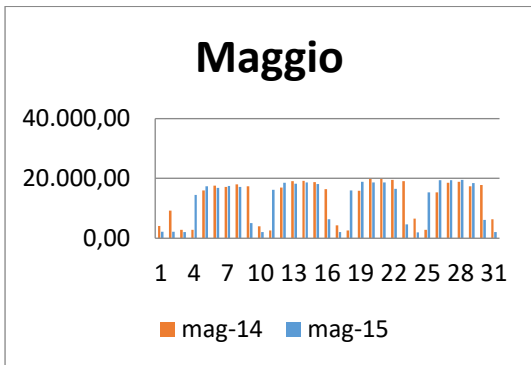
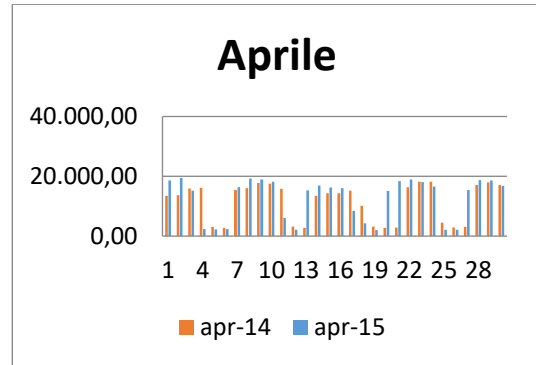
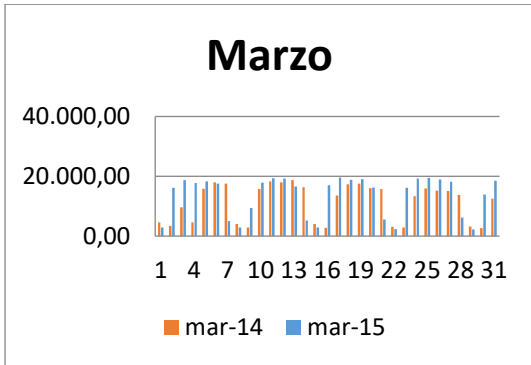
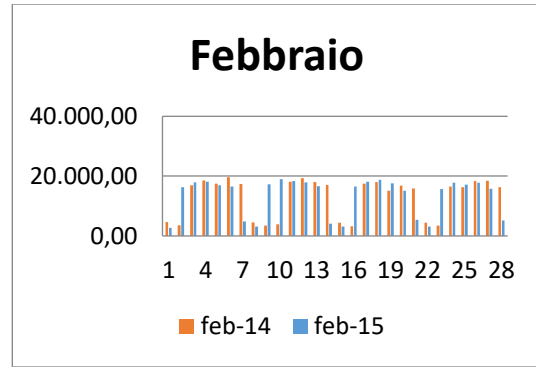
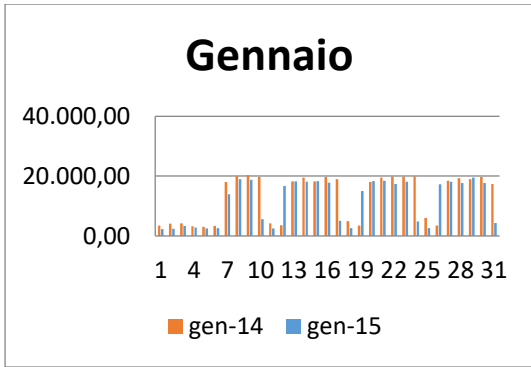


Figure 7 Profili orari dei carichi elettrici relativi ai 12 mesi, Drahtzug Stein [kW/h]

Nelle figure sono rappresentati i consumi elettrici giornalieri, espressi in kWh, rilevati nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili, con picchi poco maggiori nel 2015, e che i mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei giorni lavorativi è poco variabile (mediamente 17.000 kWh/giorno). Di sabato i consumi variano tra i 4.000 e i 6.000 kWh/giorno, in base al carico di lavoro. Nei giorni non lavorativi (domenica e festivi), invece, la base-line dei consumi è inferiore ai 2.000 kWh/giorno.



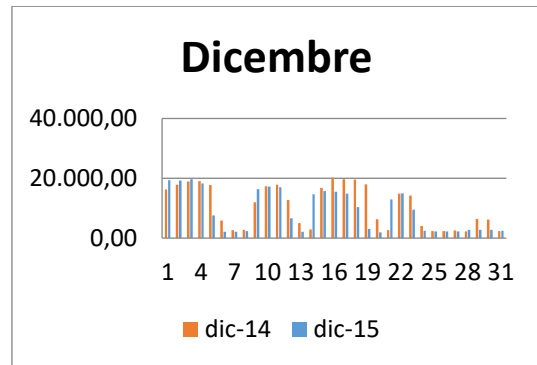
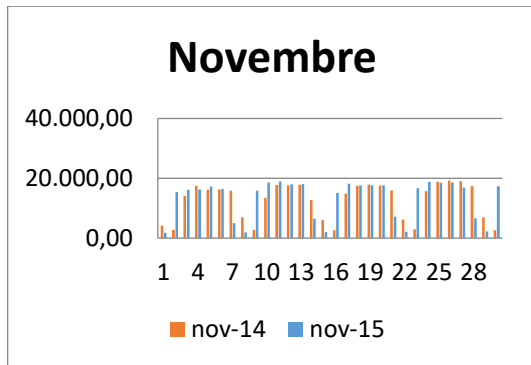
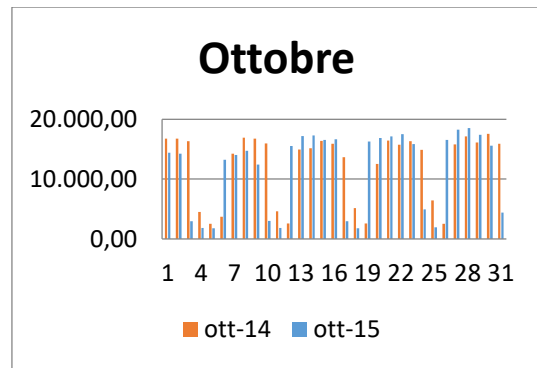
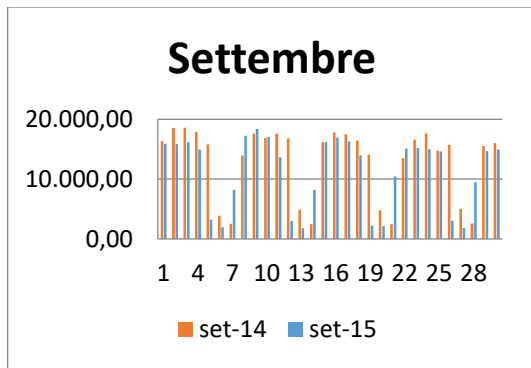


Figure 8 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Drahtzug Stein [kWh/d]

Nella figura sono rappresentati i consumi elettrici mensili, espressi in kWh rilevati nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili e che i mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici. Si può notare che il consumo di energia elettrica nei mesi lavorativi è poco variabile (mediamente 381.000 kWh/mese). In agosto i consumi sono circa 210.000 kWh/mese, mentre in dicembre sono circa 300.000 kWh/mese.

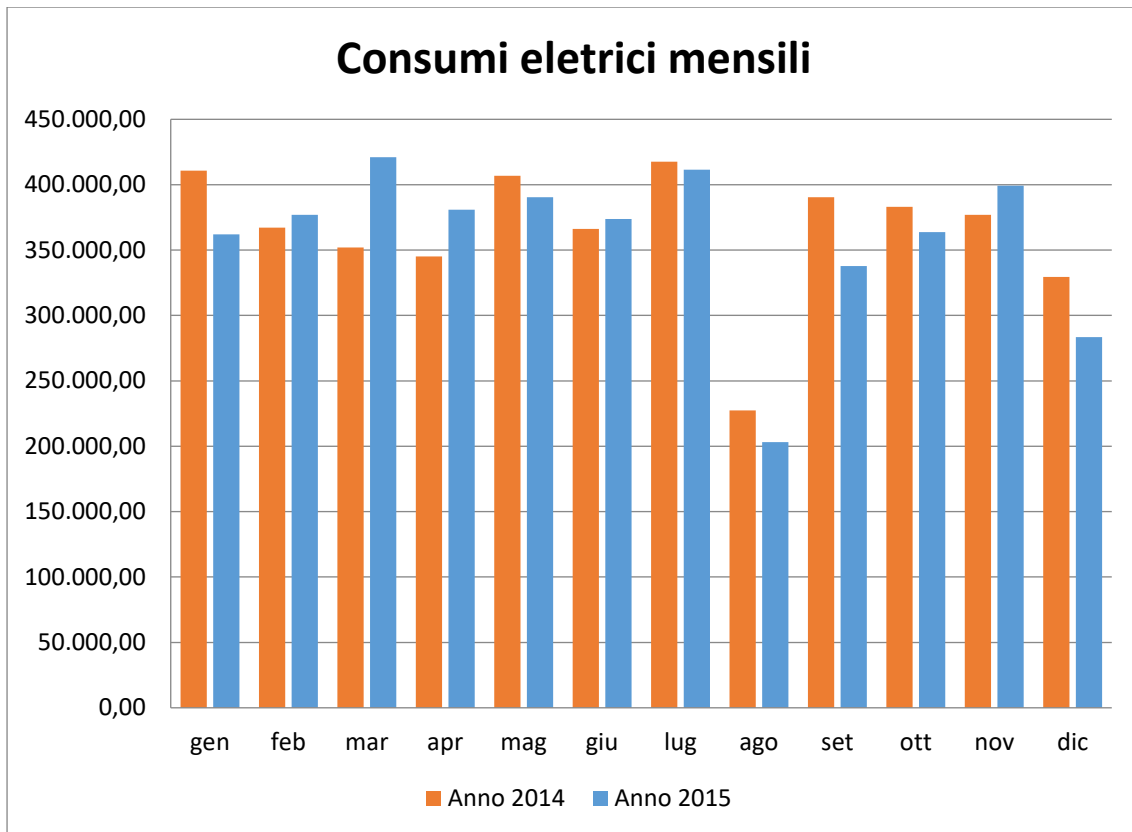


Figura 7 Consumi elettrici mensili, Drahtzug Stein [kWh/m]

Considerando un costo unitario medio dell'energia elettrica pari a 0,1593 €/kWh corrisponde ad una spesa pari a 696.659 € nel 2014 e 685.613 € nel 2015.

Nelle figure sono rappresentate le curve di durata del carico elettrico, espressi in kW, nei due anni 2014 e 2015.

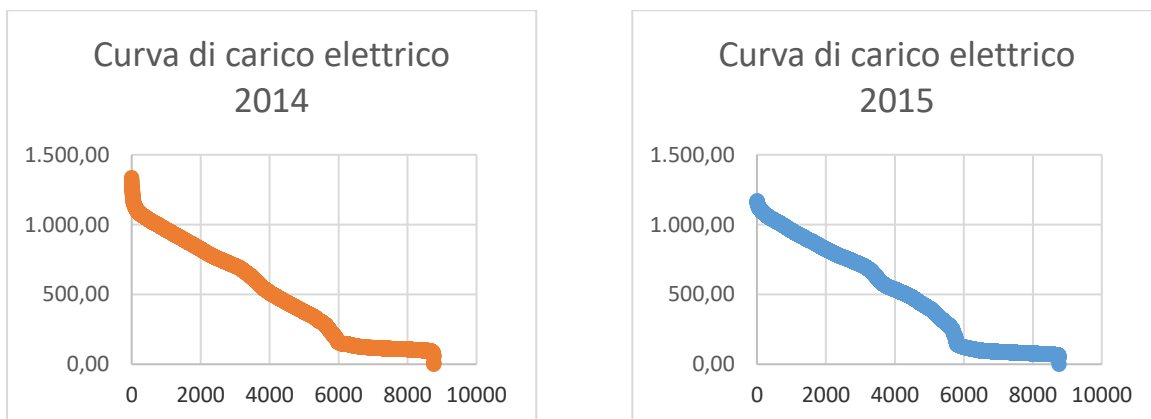


Figure 9 Curve di durata del carico elettrico, Drahtzug Stein [kW/h]

Il carico di picco è pari a circa 1300 kW, per circa 4000 il carico richiesto è superiore ai 500 kW, mentre per più di 6000 ore si ha un carico di base inferiore ai 200 kW.

- Analisi energia termica

L'analisi dell'energia termica consumata si è basata sui dati del consumo di gas naturale forniti dall'azienda.

La tabella riporta i valori dei consumi negli anni 2014 e 2015.

Tabella 2 Consumi di gas naturale e energia termica, Drahtzug Stein

2.014	mc.	Energia kWh	2.015	mc.	Energia kWh
Gen	132.018	1.012.842	Gen	132.018	1.012.842
Feb	106.338	815.825	Feb	105.056	805.990
Mar	84.461	647.985	Mar	117.105	898.430
Apr	77.061	591.212	Apr	86.828	666.144
Mag	79.062	606.564	Mag	83.020	636.929
Giu	68.670	526.836	Giu	73.103	560.846
Lug	75.956	582.734	Lug	67.703	519.417
Ago	41.384	317.498	Ago	43.678	335.098
Set	80.648	618.731	Set	64.446	494.430
Ott	90.768	696.372	Ott	77.256	592.708
Nov	83.661	641.847	Nov	106.657	818.273
Dic	90.821	696.779	Dic	99.789	765.581
Anno	1.010.848	7.755.226	Anno	1.056.659	8.106.688

Per il calcolo dell'energia termica prodotta dal combustibile, e quindi consumata, è stato considerato un PCI del gas naturale pari a 9,59 kWh/mc e un rendimento medio delle caldaie classiche pari a 0,8.

La figura rappresenta l'andamento del consumo di gas naturale nei due anni.

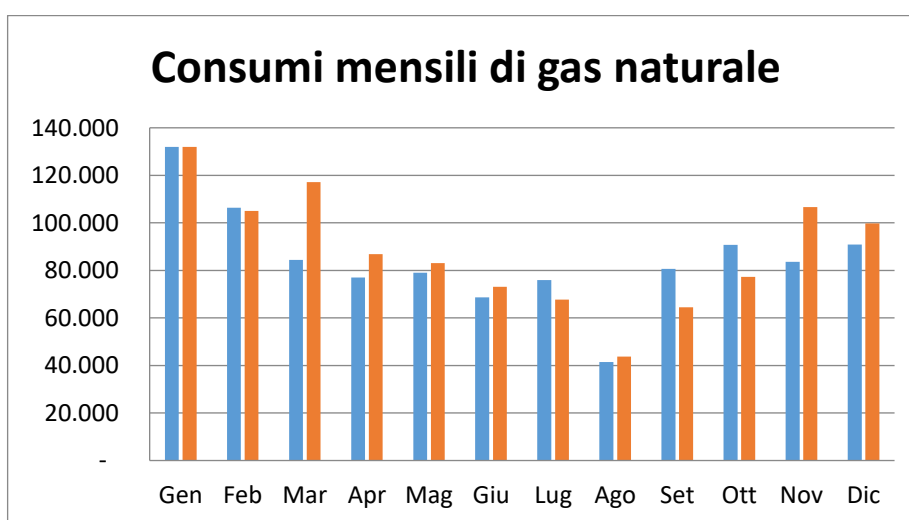


Figura 8 Consumi mensili di gas naturale, Drahtzug Stein [mc/m]

Le figure rappresentano i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

Il carico termico invernale è poco più della metà in entrambi i casi (581.213 mc rispetto a 429.634 mc nel 2014 e 642.667 mc rispetto a 413.992 mc nel 2015).

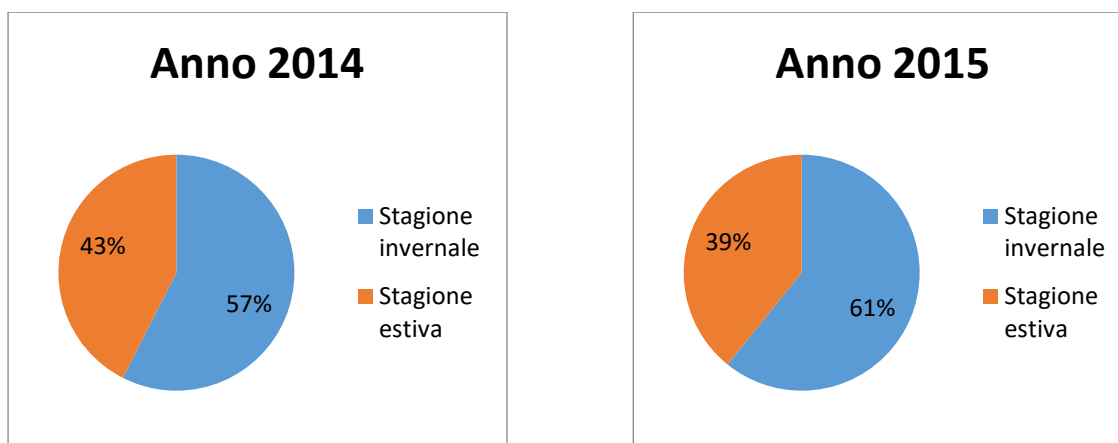


Figure 10 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Drahtzug Stein

La differenza è dovuta alla climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas, mentre il raffrescamento è su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa il 20% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS), mentre l'80% è per processi industriali. Considerando un costo medio del gas di 0,35 €/mc (0,036 €/kWh), corrisponde ad una spesa pari a 353.796 € nel 2014 e 369.830 € nel 2015.

3.1.3 Tycon Technoglass Spa – Pfaudler Srl

Lo stabilimento di Tycon Technoglass Spa è localizzato in via Kennedy 20 a San Donà di Piave (VE). L'attività dell'azienda è pensare soluzioni di processo, fornendo tecnologie, impianti, servizi e innovazioni per soddisfare le esigenze specifiche dei nostri clienti nelle industrie chimiche, farmaceutiche e di altri processi.

Ricopre una superficie lorda coperta di 9.500 mq, per una volumetria complessiva di 66.500 mc.

Al 31/12/2015 vi lavoravano 47 dipendenti.

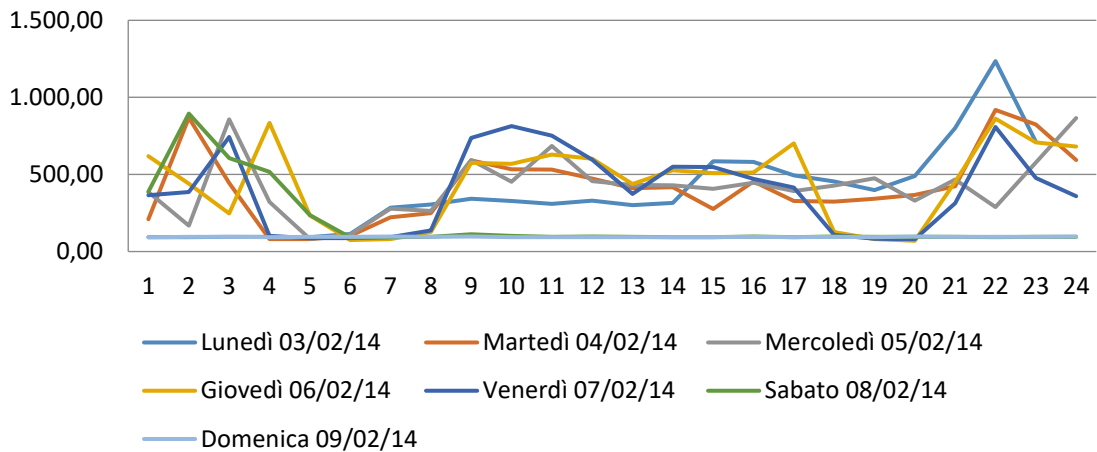
- Analisi energia elettrica

L'analisi dell'energia elettrica consumata si è basata sui dati forniti da Claudio Fregonese, responsabile tecnico dell'azienda, contenenti i consumi orari degli ultimi anni e che hanno permesso di ottenere i profili di seguito discussi.

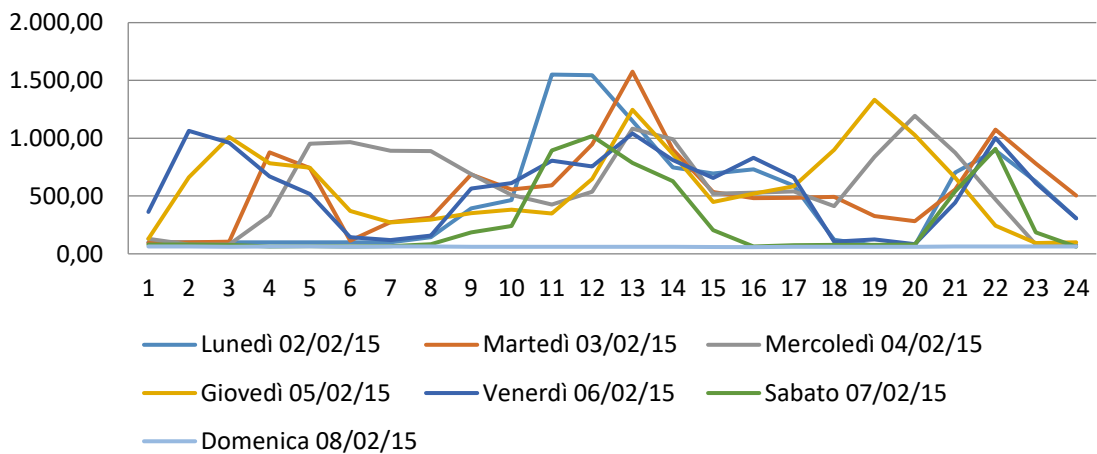
Nelle figure sono rappresentati i profili orari del carico elettrico, espresso in kW su 24 ore, relativi rispettivamente ad una settimana invernale (la prima di febbraio) e ad una settimana estiva (la prima di luglio), sia del 2014 che del 2015.

Si nota come i profili di carico siano decisamente irregolari. Non ci sono giorni in cui il base-load orario sia costante, nemmeno il sabato e la domenica. Questo perché la maggior parte del carico dipende dai processi industriale ed essi non sono a costanti o ripetitivi nell'arco della settimana.

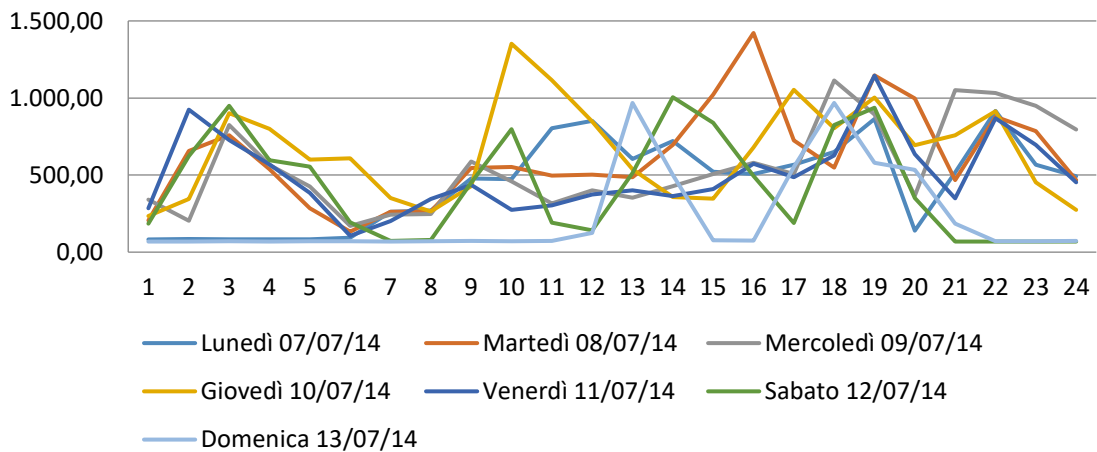
Prima settimana di febbraio 2014



Prima settimana di febbraio 2015



Prima settimana di luglio 2014



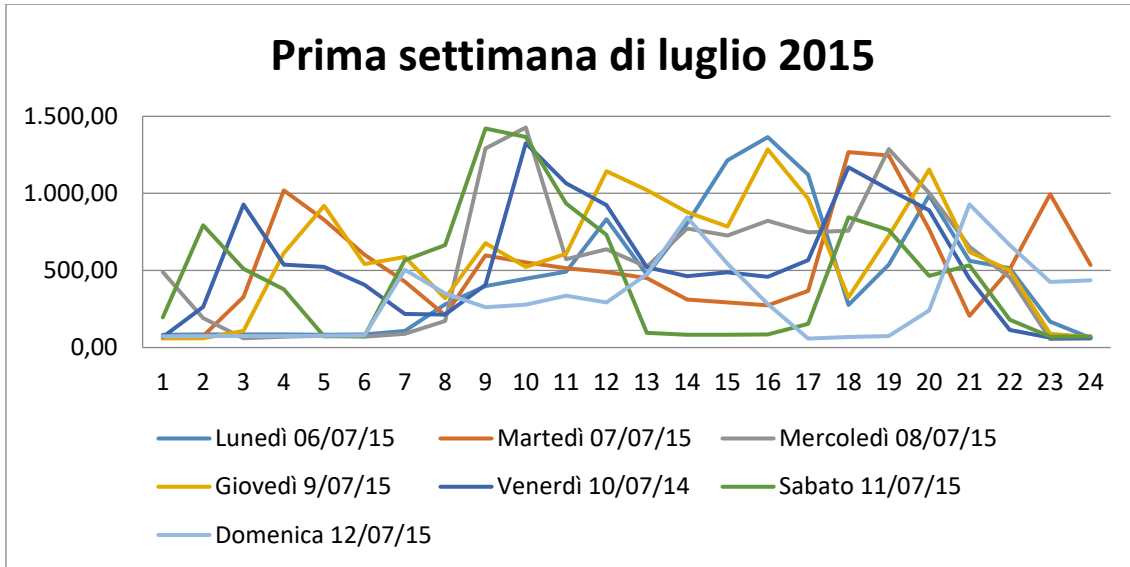


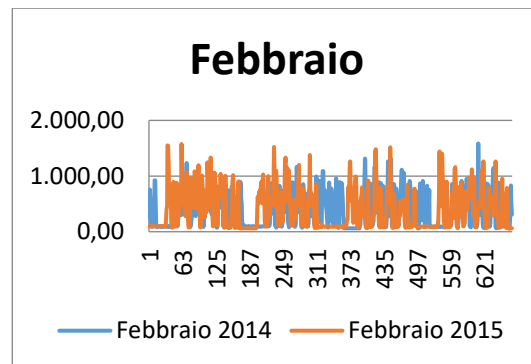
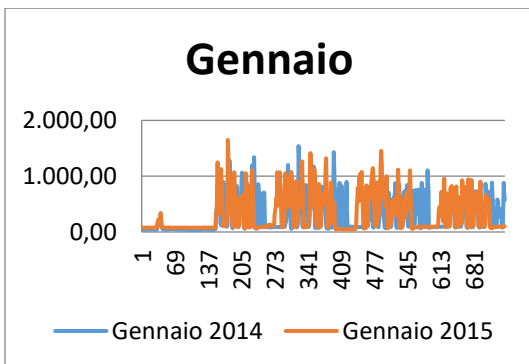
Figure 11 Profilo orario del carico elettrico settimane di riferimento, Pfaudler Srl [kW/h]

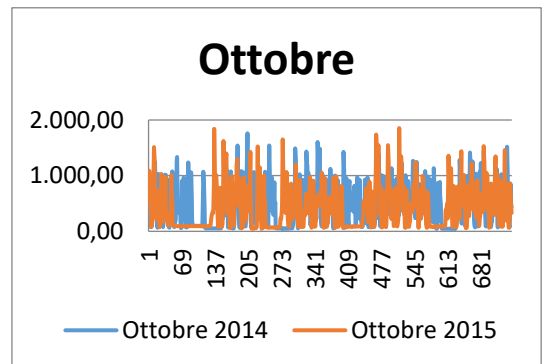
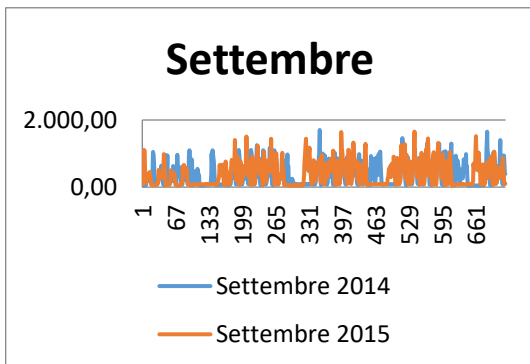
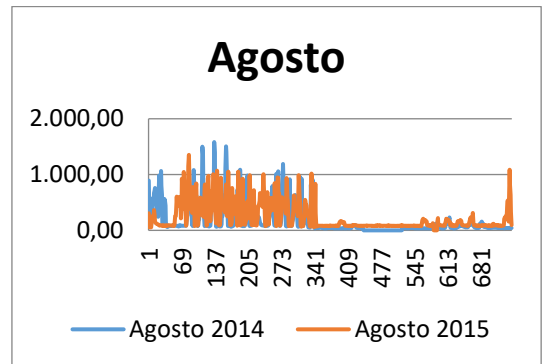
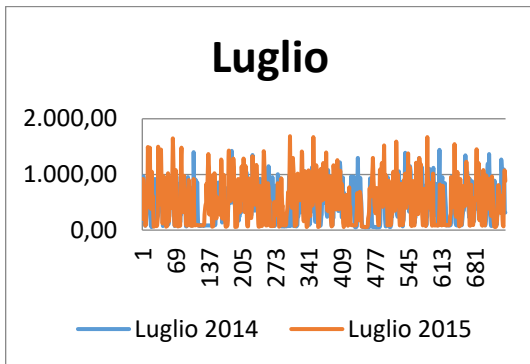
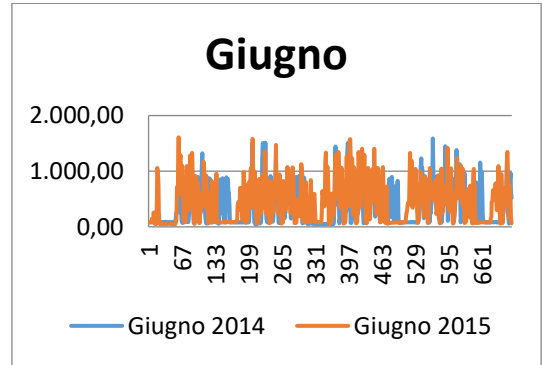
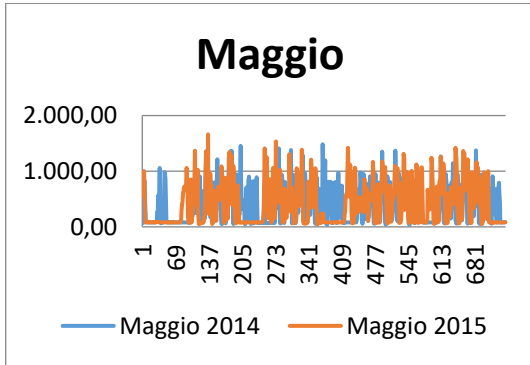
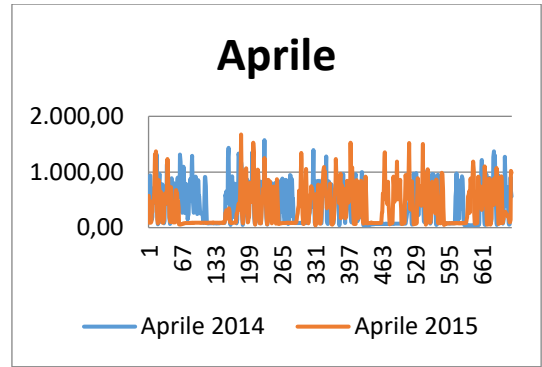
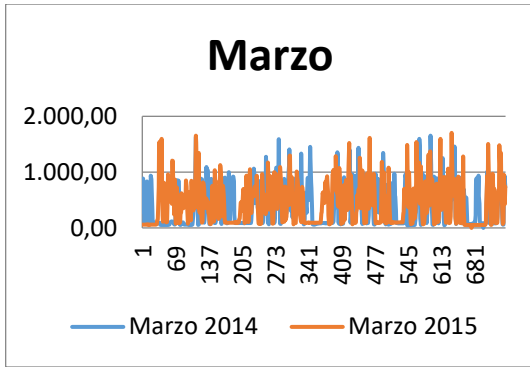
Nelle figure sono rappresentati i profili orari dei carichi elettrici, espressi in kW su ore del mese, relativi ai dodici mesi, confrontando ciascun mese del 2014 con quello del 2015.

L'andamento dei consumi elettrici dipende sostanzialmente dal livello di produzione (tipologia e quantità di prodotti) piuttosto che dalle condizioni climatiche. La produzione incide quasi totalmente, in quanto la tipologia e quantità di pezzi prodotti incide su tutti i consumi elettrici connessi con le attività principali.

Si nota come i profili di carico siano abbastanza simili nei due anni.

I mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione (periodi di chiusura programmata dello stabilimento) e quindi con minori consumi elettrici.





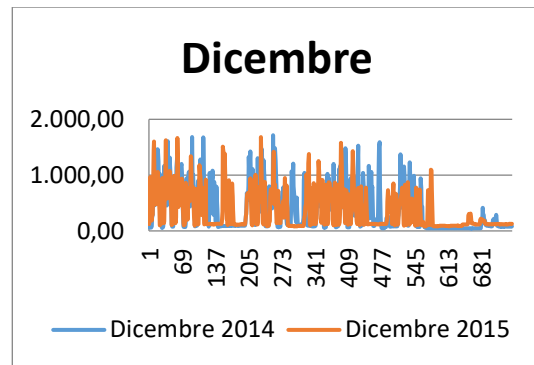
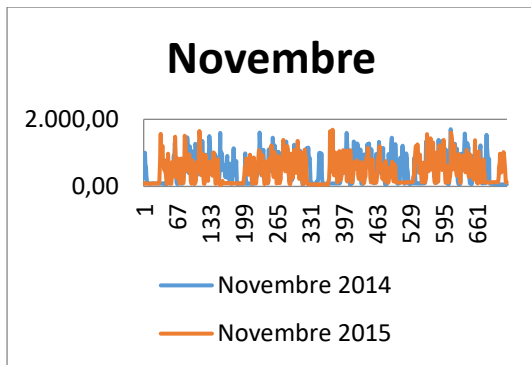
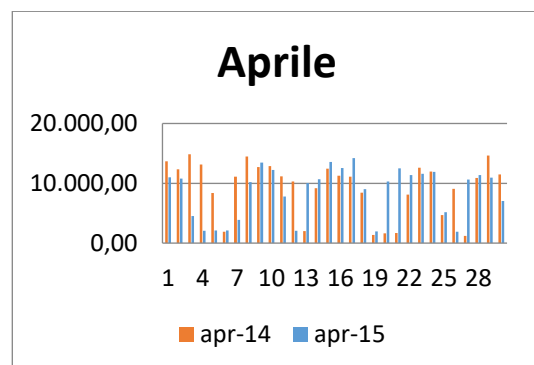
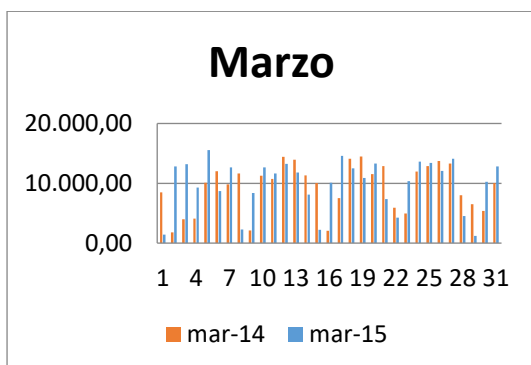
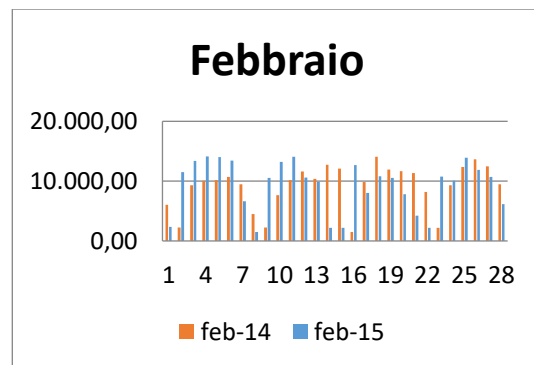
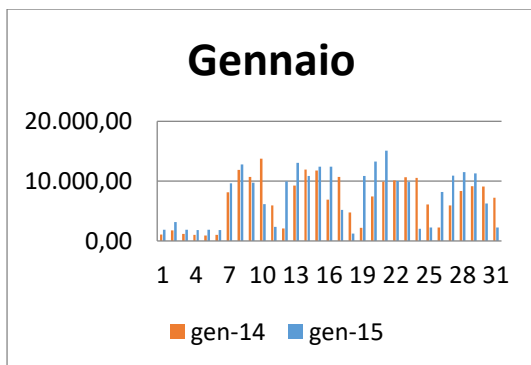


Figure 12 Profili orari dei carichi elettrici relativi ai 12 mesi, Pfaunder [kW/h]

Nelle figure sono rappresentati i consumi elettrici giornalieri rilevati, espressi in kWh, nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili, con picchi poco maggiori nel 2015, e che i mesi di agosto e di dicembre sono quelli con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei giorni lavorativi è abbastanza variabile (mediamente 10.000 kWh/giorno). Di sabato i consumi variano tra i 4.000 e i 6.000 kWh/giorno, in base al carico di lavoro. Nei giorni non lavorativi (domenica e festivi), invece, la base-line dei consumi è inferiore ai 2.000 kWh/giorno.



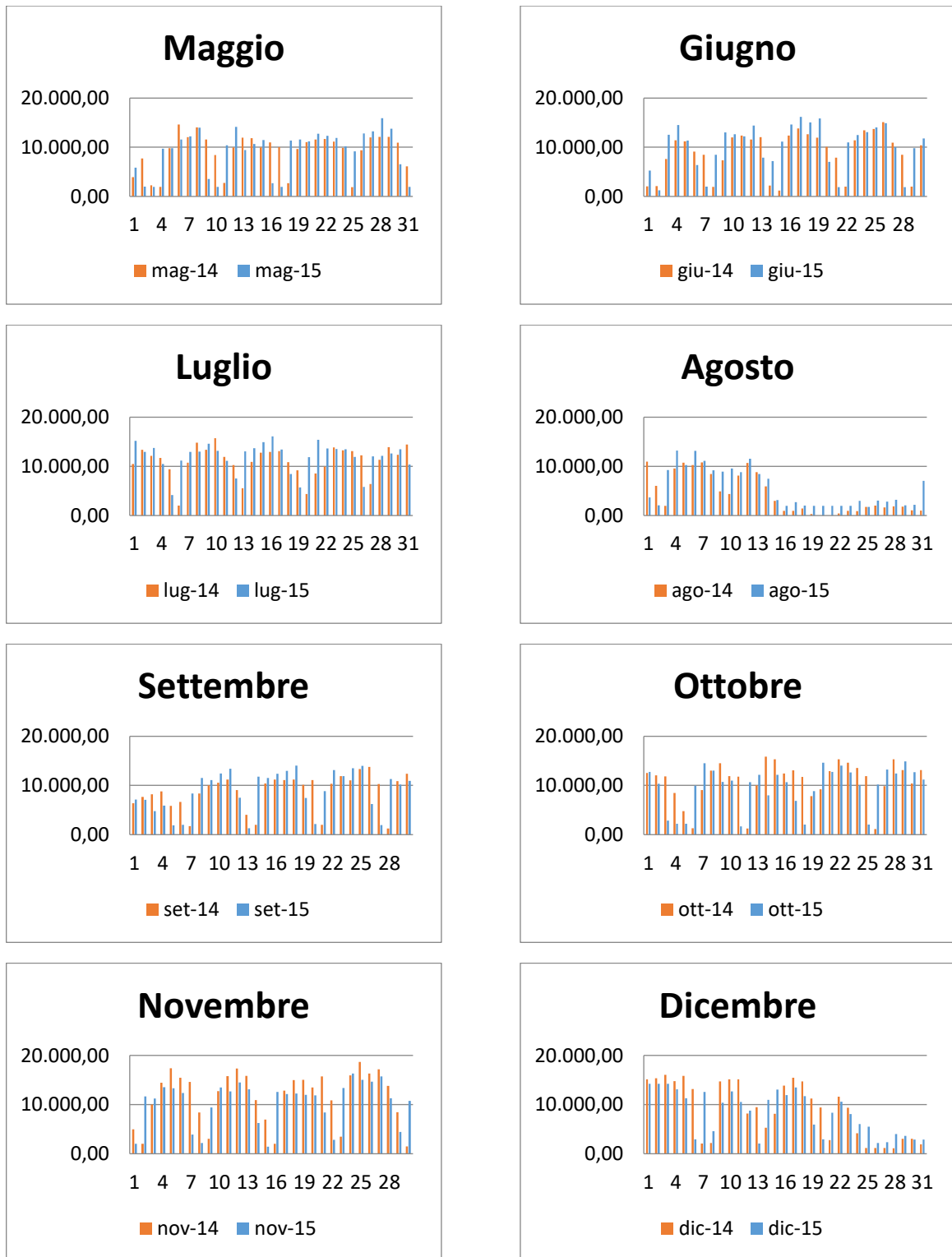


Figure 13 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Pfauder Spa [kWh/d]

Nella figura sono rappresentati i consumi elettrici mensili, espressi in kWh, rilevati nel 2014 e 2015. Come dai grafici precedenti, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili e che il mese di agosto è quello con minore produzione e quindi con minori consumi elettrici.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei mesi lavorativi è poco variabile (mediamente 288.000 kWh/mese). In agosto i consumi sono circa 151.000 kWh/mese.

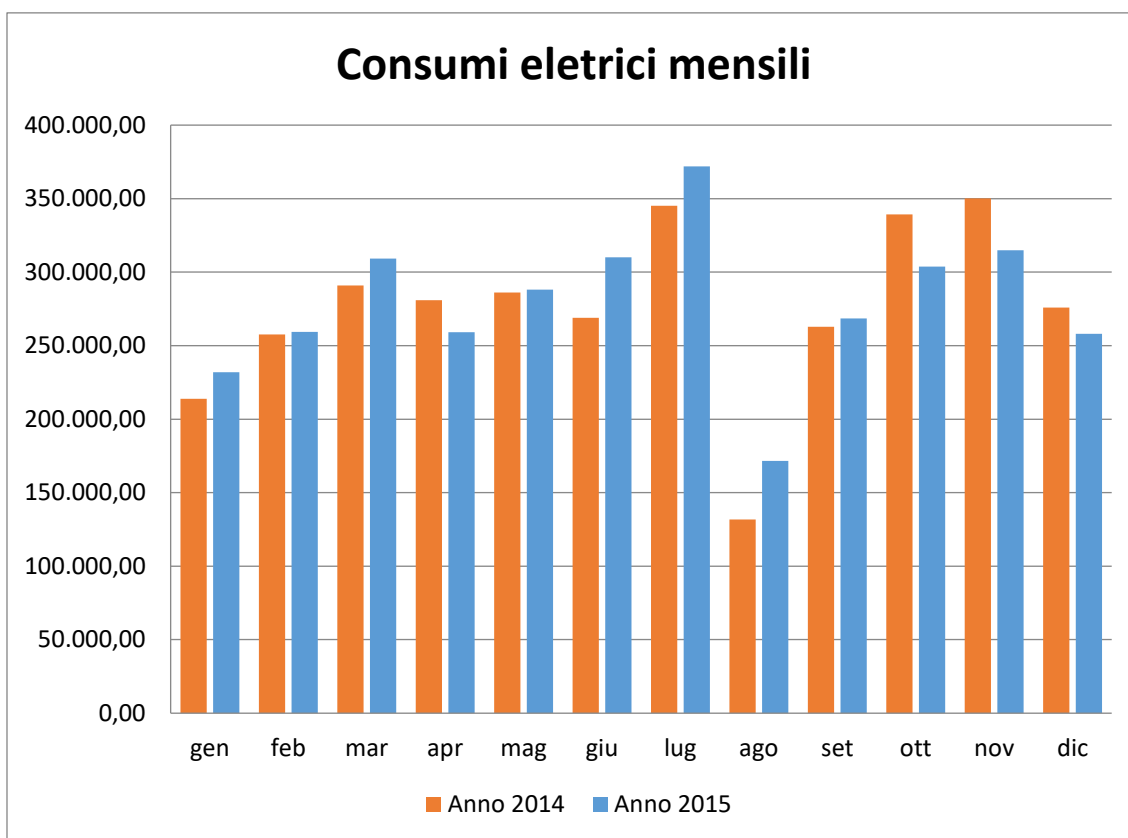


Figura 9 Consumi elettrici mensili, Pfaudler Spa [kWh/m]

Considerando un costo unitario medio dell'energia elettrica pari a 0,1573 €/kWh corrisponde ad una spesa pari a 526.382 € nel 2014 e 519.669 € nel 2015.

Nelle figure sono rappresentate le curve di durata del carico elettrico, espresso in kW, nei due anni 2014 e 2015.

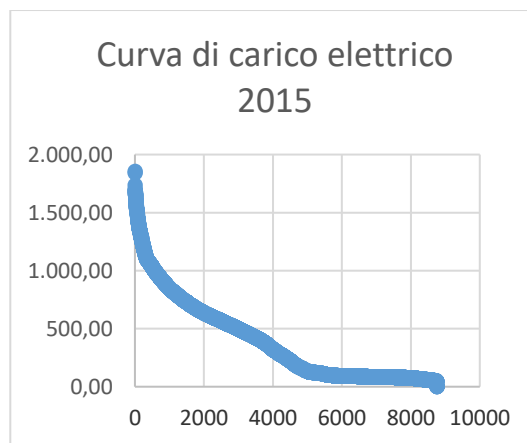
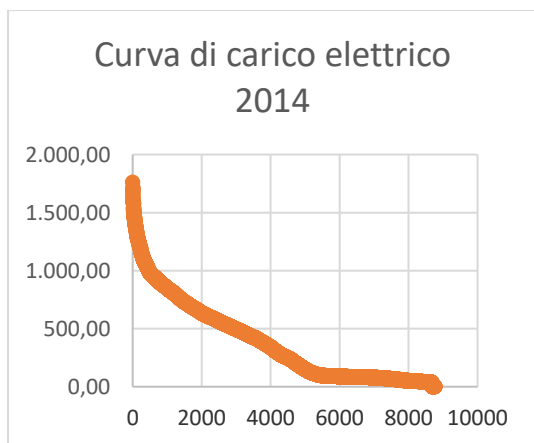


Figure 14 Curve di durata del carico elettrico, Pfaudler Spa [kW/h]

Il carico di picco è pari a circa 1700 kW, per circa 4000 il carico richiesto è superiore ai 300 kW, mentre per più di 6000 ore si ha un carico di base inferiore ai 200 kW.

- Analisi energia termica

L'analisi dell'energia termica consumata si è basata sui dati del consumo di gas naturale forniti dall'azienda.

La tabella riporta i valori dei consumi negli anni 2014 e 2015.

Tabella 3 Consumi di gas naturale e energia termica, Pfaudler Spa

2014	mc.	Energia kWh	2015	mc.	Energia kWh
Gen	12.031	92.302	Gen	12.740	97.741
Feb	11.267	86.440	Feb	11.977	91.888
Mar	5.453	41.835	Mar	5.963	45.748
Apr	1.283	9.843	Apr	1.483	11.378
Mag	595	4.565	Mag	600	4.603
Giu	710	5.447	Giu	719	5.516
Lug	452	3.468	Lug	458	3.514
Ago	438	3.360	Ago	442	3.391
Set	495	3.798	Set	502	3.851
Ott	1.032	7.918	Ott	1.532	11.754
Nov	6.024	46.216	Nov	6.424	49.285
Dic	9.019	69.194	Dic	9.619	73.797
Anno	48.799	374.386	Anno	52.459	402.465

Per il calcolo dell'energia termica prodotta dal combustibile, e quindi consumata, è stato considerato un PCI del gas naturale pari a 9,59 kWh/mc e un rendimento medio delle caldaie classiche pari a 0,8.

La figura rappresenta l'andamento del consumo di gas naturale nei due anni.

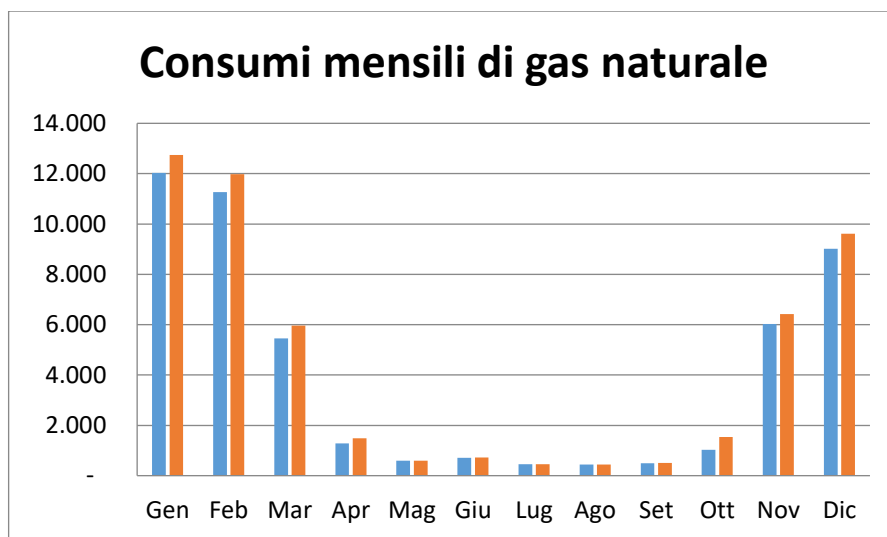


Figura 10 Consumi mensili gas naturale, Pfaudler Spa [mc/m]

Le figure rappresentano i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

Il carico termico invernale è quasi la totalità in entrambi i casi (44.952 mc rispetto a 3.848 mc nel 2014 e 48.231 mc rispetto a 4.229 mc nel 2015).

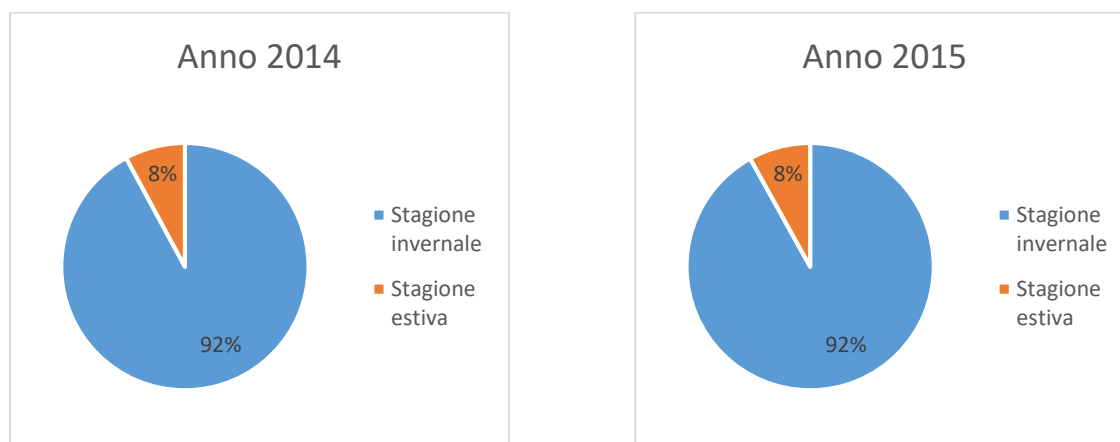


Figure 15 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Pfaudler Spa

L'enorme differenza è dovuta al fatto che il gas naturale viene utilizzato quasi totalmente per la climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas. Mentre il raffrescamento e processi sono su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa l'80% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS), mentre il 20% è per processi industriali.

Considerando un costo medio del gas di 0,63 €/mc (0,082 €/kWh), corrisponde ad una spesa pari a 30.743 € nel 2014 e 33.049 € nel 2015.

3.1.4 Elettromeccanica Viotto Srl

Lo stabilimento di Elettromeccanica Viotto Srl è localizzato in via Kennedy 7 a San Donà di Piave (VE). L'attività dell'azienda consiste costruzione, la manutenzione e riparazione di varie tipologie d'impianti. La produzione è suddivisa in quattro settori: Meccanico carpenteria-saldatura, Meccanico macchine utensili, Elettrico-Assemblaggio e Service "on site".

L'azienda dispone di più spazi nell'area industriale. Lo stabilimento principale, presso cui ci sono gli uffici, è in Via Kennedy 7. Ci sono anche due stabilimenti minori, in Via Kennedy 71 e Via Ferrari.

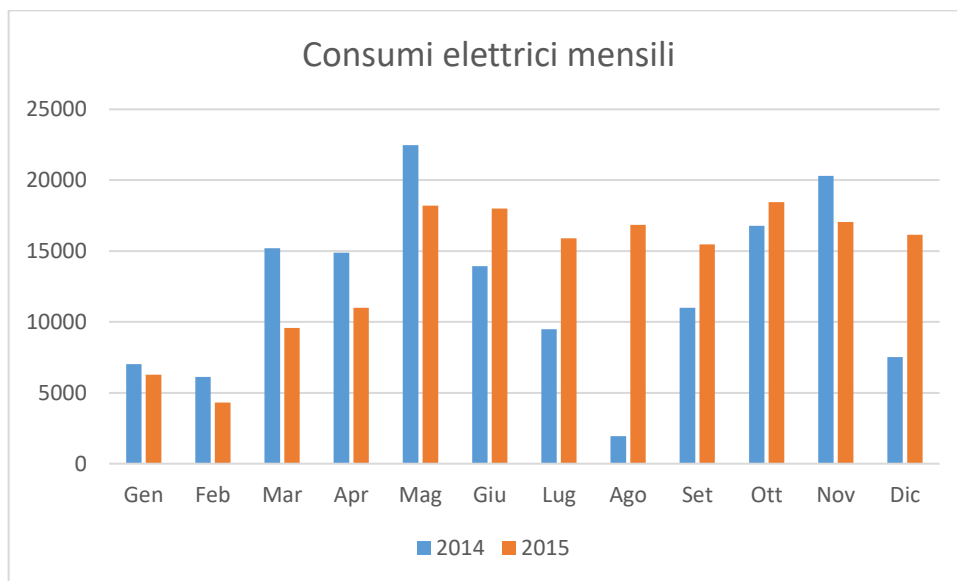
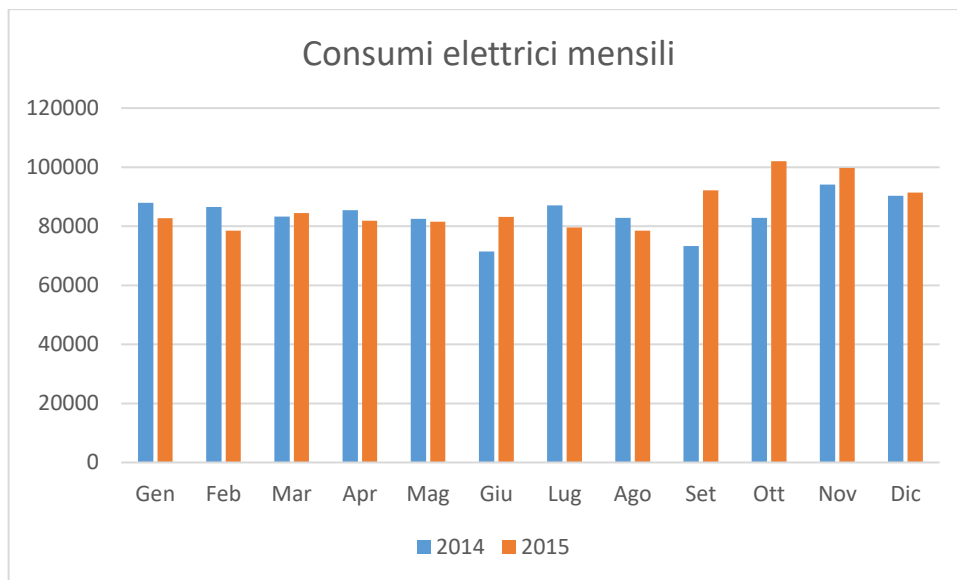
Al 31/12/2015 vi lavoravano 74 dipendenti.

- Analisi energia elettrica

L'analisi dell'energia elettrica consumata si è basata sui dati forniti da Mario Viotto, uno dei responsabili dell'azienda, contenenti i consumi mensili degli ultimi anni e che hanno permesso di ottenere i profili di seguito discussi. Non avendo a disposizione i dati orari l'analisi sarà meno dettagliata rispetto alle industrie precedenti.

Nelle figure sono rappresentati i consumi elettrici mensili, espressi in kWh al mese, di ciascuna sede rilevati nel 2014 e 2015. Si nota che i profili di carico sono abbastanza simili.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei mesi lavorativi è poco variabile e mediamente 80.000 kWh/mese, per la sede in Via Kennedy,7; abbastanza variabili nell'anno per la sede di Via Kennedy 71; variabili con un picco estivo per Via Ferrari.



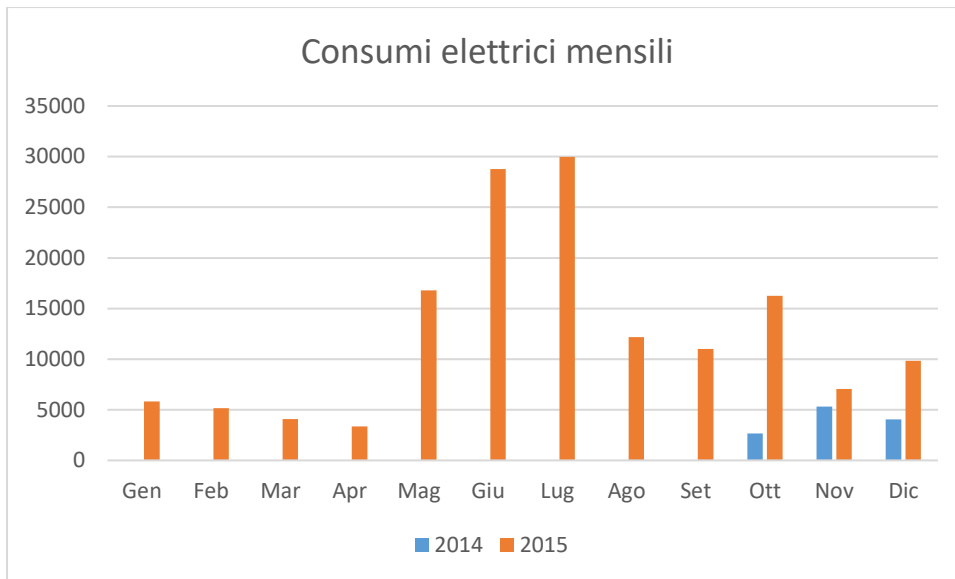


Figure 16 Consumi elettrici mensili di ciascuna sede, Viotto Srl [kWh/m]

La sede di Via Ferrari è stata inaugurata nell'ottobre del 2014 e perciò i dati cominciano da quel periodo.

I consumi elettrici mensili complessivi di Viotto sono riportati di seguito.

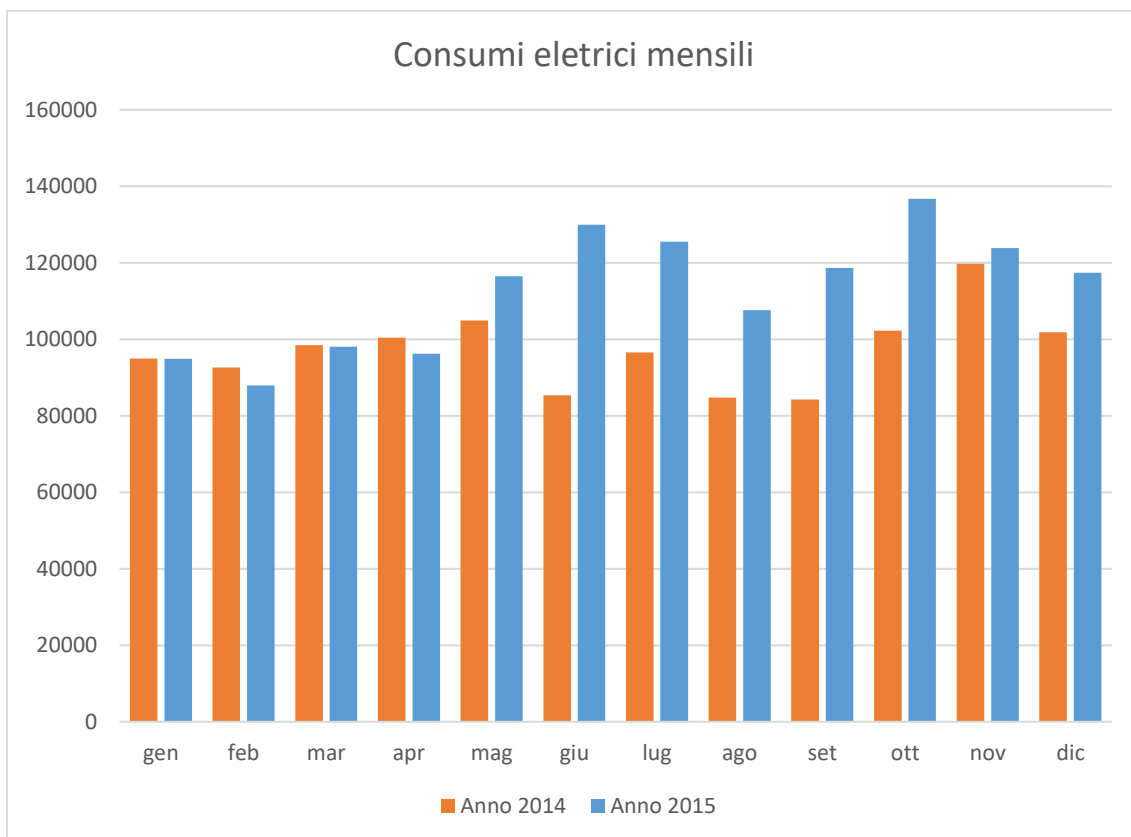


Figure 11 Consumi elettrici complessivi, Viotto Srl [kWh/m]

Considerando un costo unitario medio dell'energia elettrica pari a 0,1732 €/kWh corrisponde ad una spesa pari a 234.355 € nel 2014 e 201.973 € nel 2015.

- **Analisi energia termica**

L'analisi dell'energia termica consumata si è basata sui dati del consumo di gas naturale forniti dall'azienda nelle due sedi in Via Kennedy. Lo stabilimento in Via Ferrari, infatti, non è provvisto di allacciamento alla rete del gas naturale.

La tabella riporta i valori dei consumi complessivi sostenuti da Viotto negli anni 2014 e 2015.

Tabella 4 Consumi di gas naturale e energia termica, Viotto Srl

2014	mc.	Energia kWh	2015	mc.	Energia kWh
Gen	29.847	228.986	Gen	32.497	249.317
Feb	23.397	179.502	Feb	42.239	324.058
Mar	11.707	89.816	Mar	22.540	172.927
Apr	3.185	24.435	Apr	25.947	199.065
Mag	3.610	27.696	Mag	1.358	10.419
Giu	1.910	14.654	Giu	2.068	15.866
Lug	1.544	11.846	Lug	2.493	19.126
Ago	1.819	13.955	Ago	714	5.478
Set	1.075	8.247	Set	2.061	15.812
Ott	8.298	63.662	Ott	3.372	25.870
Nov	10.752	82.489	Nov	20.134	154.468
Dic	24.466	187.703	Dic	31.096	238.569
Anno	121.610	932.992	Anno	186.519	1.430.974

Per il calcolo dell'energia termica prodotta dal combustibile, e quindi consumata, è stato considerato un PCI del gas naturale pari a 9,59 kWh/mc e un rendimento medio delle caldaie classiche pari a 0,8.

La figura rappresenta l'andamento del consumo di gas naturale nelle due sedi nei due anni.

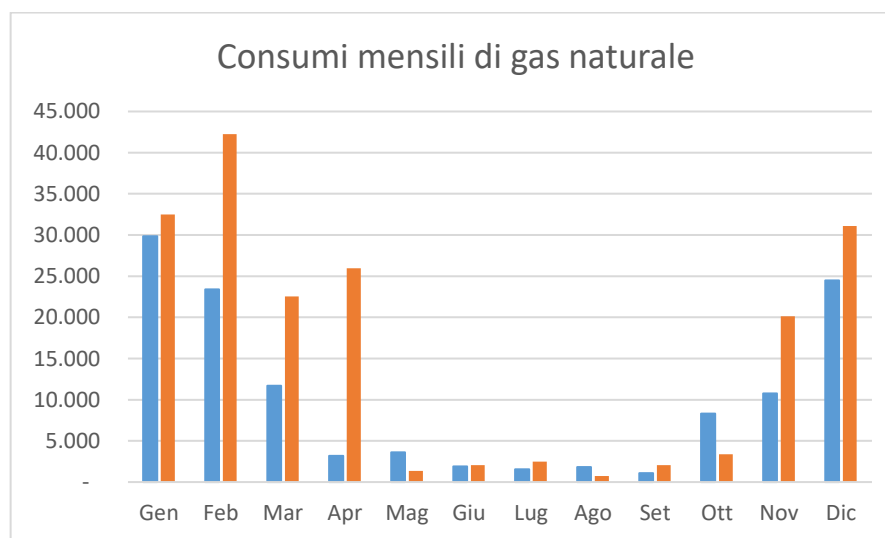


Figura 12 Consumi mensili di gas naturale, Viotto Srl [mc/m]

Le figure rappresentano i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

Il carico termico invernale è quasi la totalità in entrambi i casi (105.910 mc rispetto a 15.700 mc nel 2014 e 163.165 mc rispetto a 23.353 mc nel 2015).

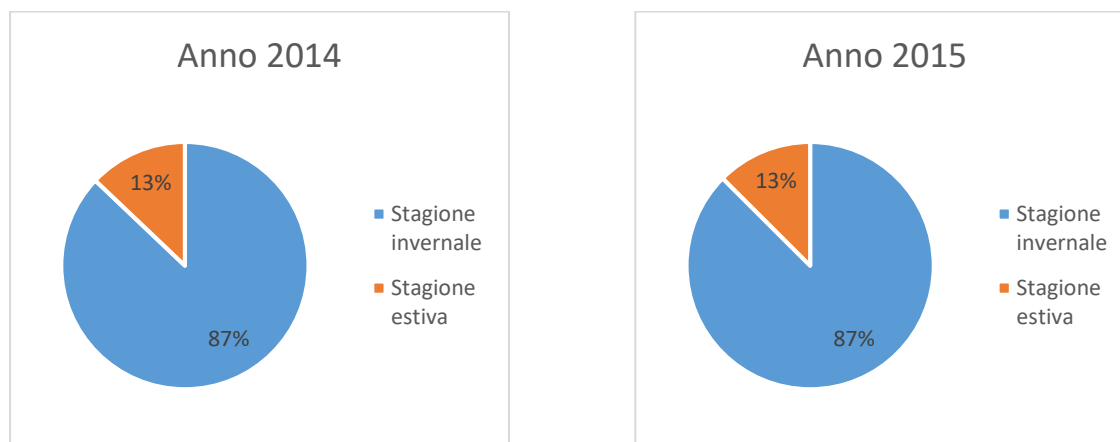


Figure 17 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Viotto Srl

La differenza è dovuta alla climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas, mentre il raffrescamento è su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa il 75% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS), mentre l'25% è per processi industriali. Considerando un costo medio del gas di 0,35 €/mc (0,036 €/kWh), corrisponde ad una spesa pari a 51.076 € nel 2014 e 78.338 € nel 2015.

3.1.5 Cibin Srl

Lo stabilimento di Cibin Srl è localizzato in via Ferrari 12 a San Donà di Piave (VE). L'attività dell'azienda consiste nel creare prodotti per la refrigerazione industriale e il condizionamento, monoblocchi, split, centrali frigorifere, unità condensatrice, trailer, cantina.

Ricopre una superficie lorda coperta di 12.000 mq, per una volumetria complessiva di 72.000 mc. I dati relativi ai consumi dell'azienda sono stati raccolti nella seconda metà di agosto, quando l'analisi energetica e lo studio di fattibilità di alcune proposte di intervento erano già state compiute. Perciò non si sono integrati i dati con quelli di Cibin Srl. Tuttavia questa scelta non si ripercuote sulla validità dello studio in essere, in quanto l'azienda, la cui responsabile di riferimento è stata Sara Cibin, sta valutando l'installazione sulla propria copertura di un impianto fotovoltaico atto a soddisfare i fabbisogni elettrici dell'attività. Perciò non è necessario prevedere la copertura dei carichi elettrici dell'azienda da parte delle soluzioni qui studiate.

L'energia termica, invece, potrebbe essere fornita mediante il sistema di teleriscaldamento discusso in seguito e, quindi, se ne riporta l'andamento dei consumi nel 2015.

Tabella 5 Consumi di gas naturale e energia termica, Viotto Srl

2015	mc.	Energia kWh
Gen	12.238	117362,42
Feb	10.053	96408,27
Mar	9.583	91900,97

Apr	11.730	112490,7
Mag	2.779	26650,61
Giu	1.196	11469,64
Lug	1.872	17952,48
Ago	1.189	11402,51
Set	2.966	28443,94
Ott	2.405	23063,95
Nov	1.220	11699,8
Dic	5.256	50405,04
Anno	62487	599250,33

Per il calcolo dell'energia termica prodotta dal combustibile, e quindi consumata, è stato considerato un PCI del gas naturale pari a 9,59 kWh/mc e un rendimento medio delle caldaie classiche pari a 0,8.

La figura rappresenta l'andamento del consumo di gas naturale nelle due sedi nel 2015.

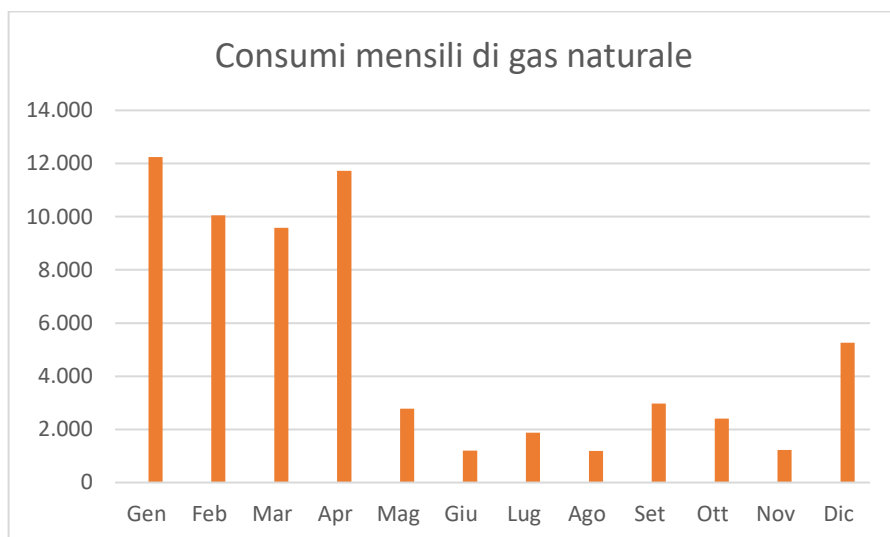


Figura 13 Consumi mensili gas naturale, Viotto Srl [mc/m]

La figura rappresenta i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

Il carico termico invernale è quasi il 75% del totale (45.417 mc rispetto a 17.069 mc).

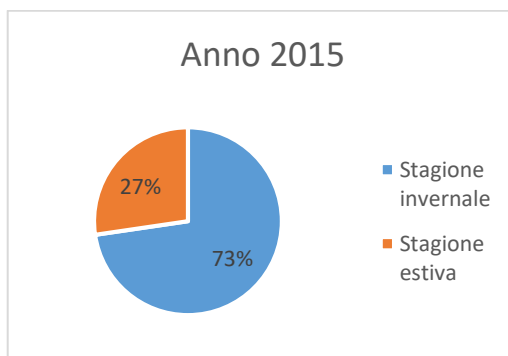


Figura 14 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Viotto Srl

La differenza è dovuta alla climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas, mentre il raffrescamento è su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa il 50% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS) e potrebbe, quindi, essere sostenuto da una rete di teleriscaldamento.

3.1.6 Analisi aggregata industrie

Una volta noti i profili di carico delle singole industrie è stato possibile costruire il modello complessivo dell'area industriale sommando opportunamente i dati ottenuti

- Analisi energia elettrica

Nelle figure sono rappresentati i consumi elettrici mensili cumulati nel 2014 e 2015. Come dai grafici delle singole industrie, si nota che i profili di carico sono abbastanza simili e che nel mese di agosto c'è una minore produzione e quindi un minore consumo elettrico.

Si può notare che il consumo di energia elettrica nei mesi lavorativi è poco variabile (mediamente 1.200.000 kWh/mese), mentre in agosto i consumi sono circa 710.000 kWh/mese.

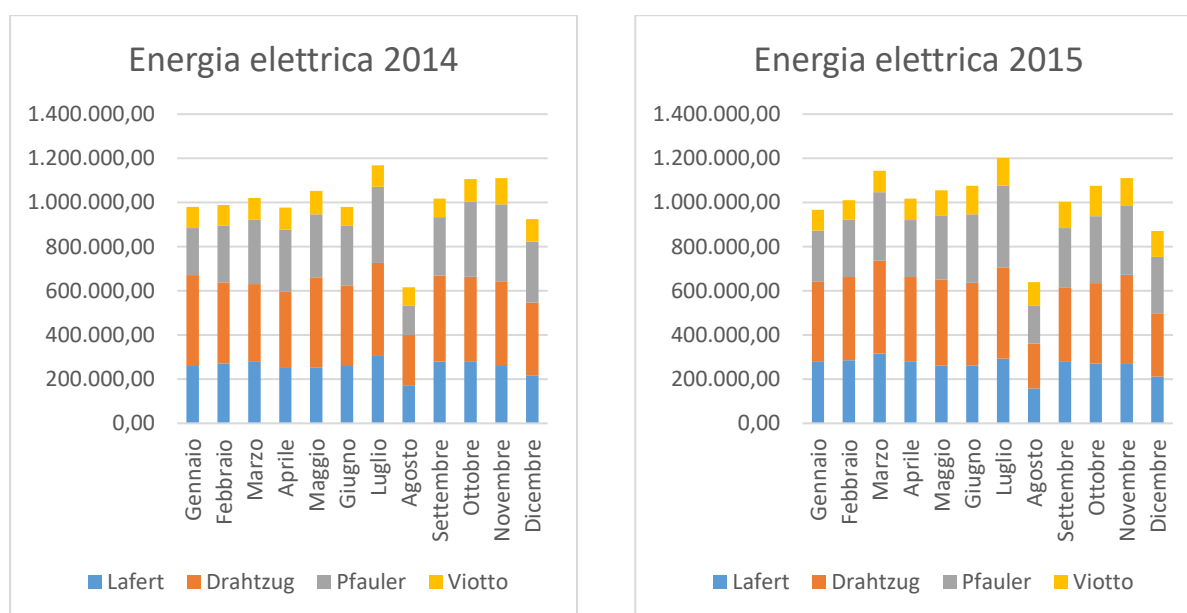


Figure 18 Consumi energia elettrica mensile, aggregato industrie [kWh/m]

Nel seguente grafico è riportata la divisione dei carichi annuali di energia elettrica tra le varie aziende.

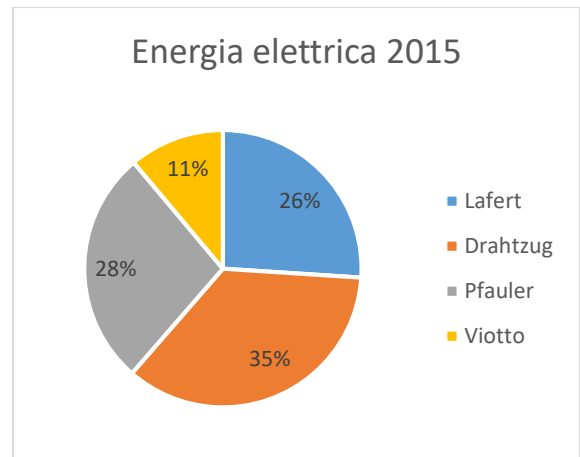
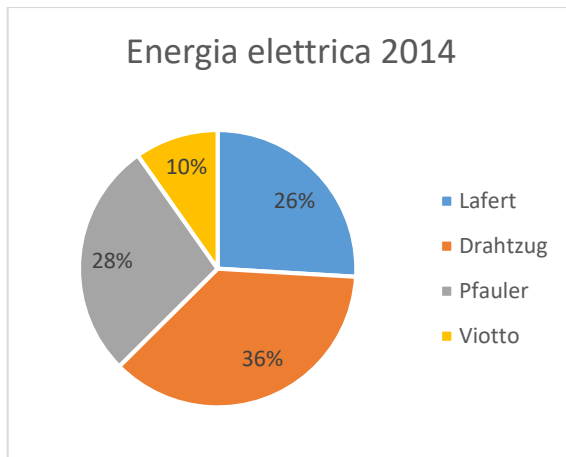


Figure 19 Divisine carichi elettrici annuali per industrie

Nelle figure sono rappresentate le curve di durata del carico elettrico nei due anni 2014 e 2015.

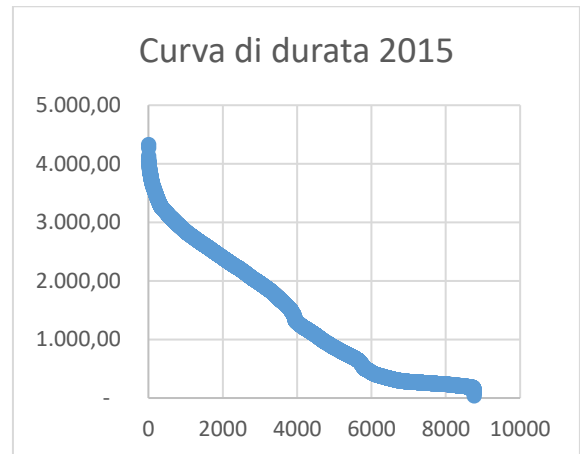
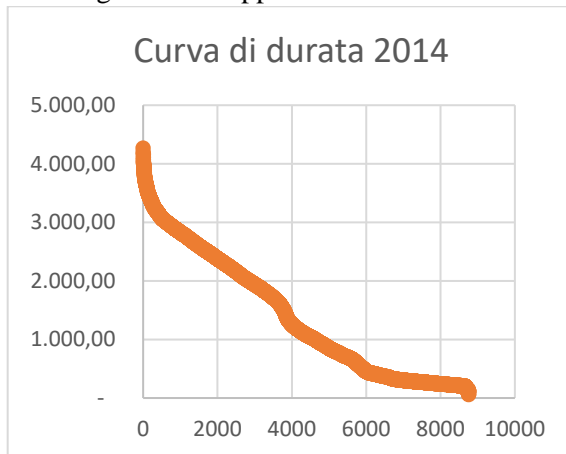


Figure 20 Curva di durata del carico elettrico, aggregato industrie [kW/h]

Il carico di picco è pari a circa 4300 kW, per circa 4000 il carico richiesto è superiore ai 1200 kW, mentre per più di 6000 ore si ha un carico di base inferiore ai 400 kW.

- Analisi energia termica

Nelle figure sono rappresentati i consumi termici mensili cumulati nel 2014 e 2015. Come dai grafici delle singole industrie, si nota che i profili di carico seguono un andamento stagionale, legato al fabbisogno di calore nei mesi invernali per la climatizzazione di uffici e stabilimenti.

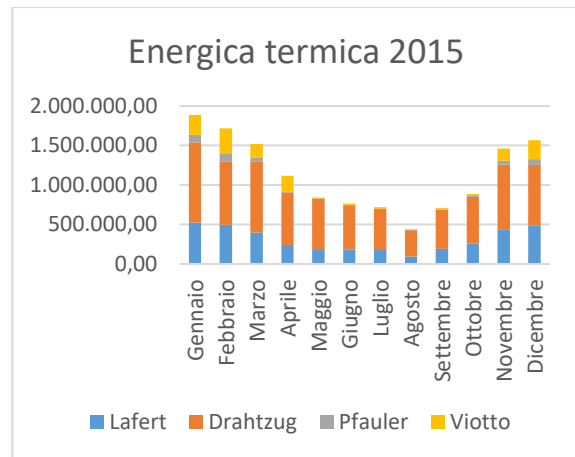
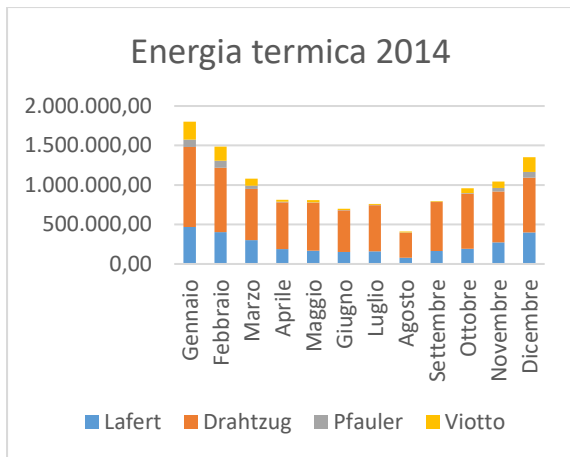


Figure 21 Energia termica cumulata, aggregato industrie [kWh/m]

Nel seguente grafico è riportata la divisione dei carichi annuali di energia termica tra le varie aziende.

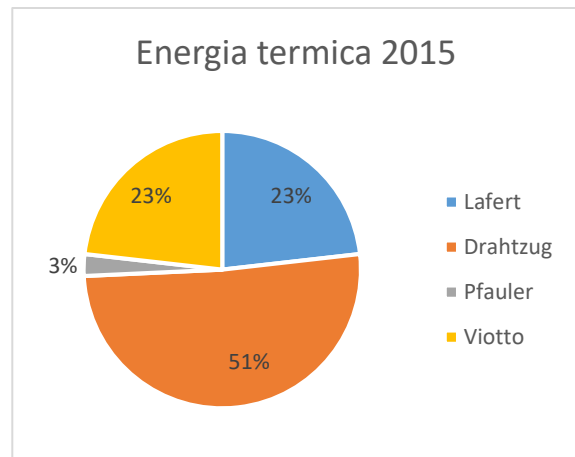
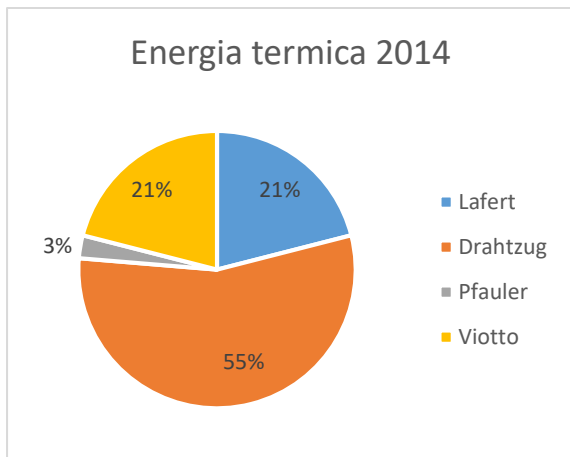


Figure 22 Divisione dei carichi annuali energia termica per industrie

Le figure rappresentano i contributi delle due stagionalità sui consumi di gas naturale.

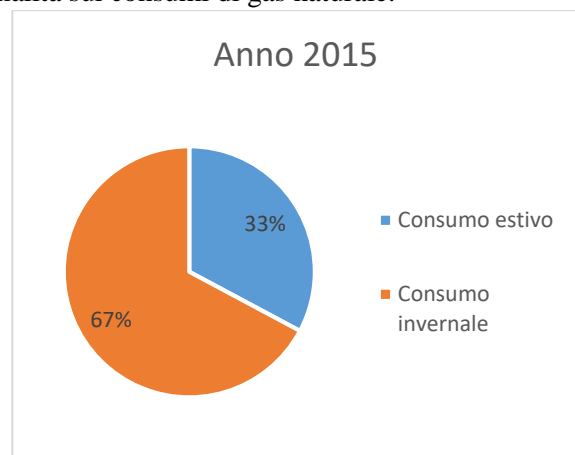
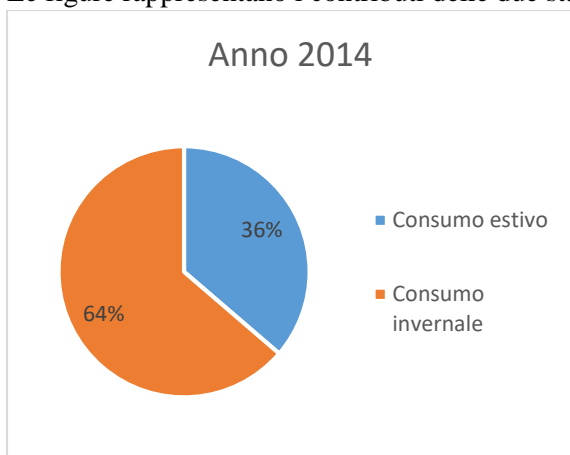


Figure 23 Contributo stagionalità sui consumi di gas naturale, aggregato industrie

La differenza è dovuta alla climatizzazione in inverno, in quanto il riscaldamento è sostenuto da caldaie a gas, mentre il raffrescamento è su base elettrica. Del totale consumo di gas naturale circa il 30% è destinato ai servizi generali (riscaldamento e ACS), mentre l'80% è per processi industriali.

- **Analisi energetica**

Di seguito si riporta il confronto tra l'energia elettrica e termica consumata dalle industrie

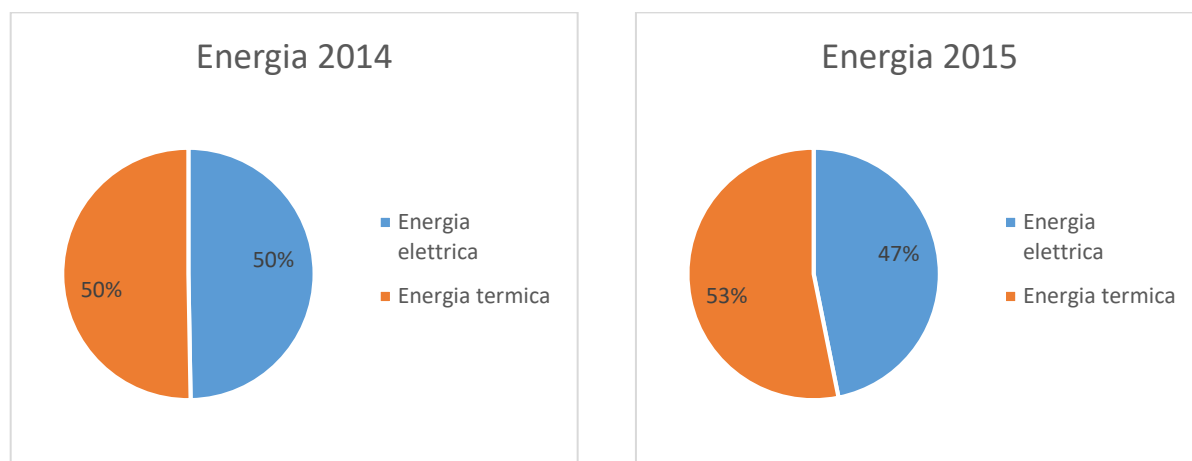


Figure 24 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industrie

Si nota come l'energia termica sia di poco superiore alla metà dei consumi da parte dell'industrie. I valori così ottenuti possono essere riportate in termini di tonnellate equivalenti di petrolio.

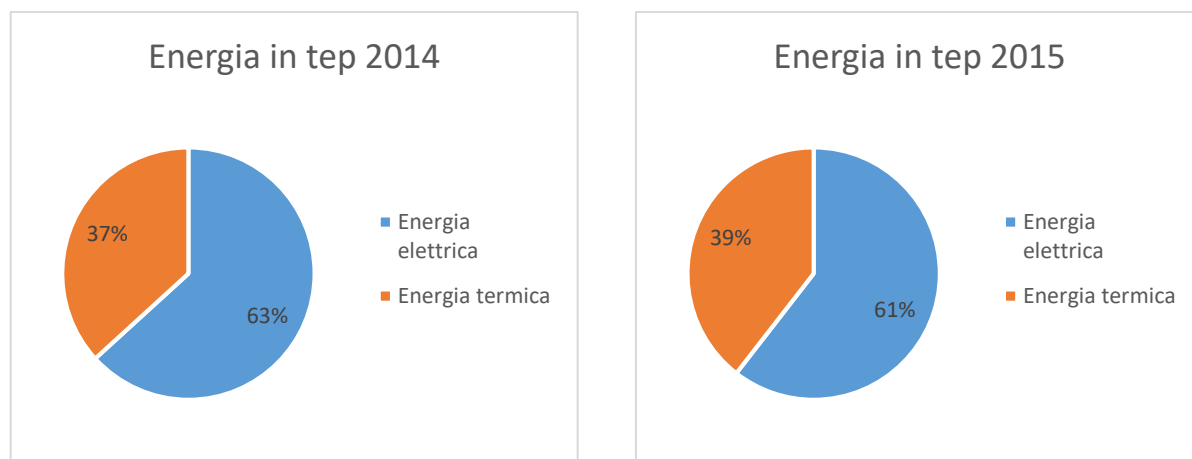


Figure 25 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industrie, riportata in tep

La ripartizione del fabbisogno energetico, espresso in tep, per vettore evidenzia una maggiore necessità di energia elettrica rispetto alla termica. Si fa comunque notare che la conversione in tep dell'energia elettrica include anche le perdite di generazione e trasmissione della stessa, che, in realtà, non riguardano direttamente le attività svolte nel sito. Infatti, come si evince dai grafici

precedenti, riportando il fabbisogno energetico in kWh, si ottiene 54% di energia termica e 46% di energia elettrica.

3.2 Artigiani

Lo studio ha visto prendere in esame i consumi elettrici e termici di una quindicina di aziende artigianali, commerciali e di piccole industrie. Rispetto ai consumi delle quattro grandi industrie viste precedentemente, questi risultano di entità notevolmente minore, quasi trascurabili ai fini di un calcolo aggregato dei consumi.

Tuttavia è interessante avere una panoramica della distribuzione dei carichi anche di queste aziende, che sono secondarie come consumi ma non come importanze nella realtà del luogo.

Vista la diversa natura delle aziende, la maggiore difficoltà nel reperire i dati da parte dei titolari e la minore valenza nello studio, sono stati raccolti i consumi elettrici e termici del solo anno 2015.

Di seguito si riportano i consumi elettrici e termici annuali, raccolti come somma di tutti i dati raccolti.

- Analisi energia elettrica

Nella figura sono rappresentati i consumi elettrici mensili rilevati nel 2015. Si nota che i profili di carico sono abbastanza simili e costanti lungo tutto l'anno.

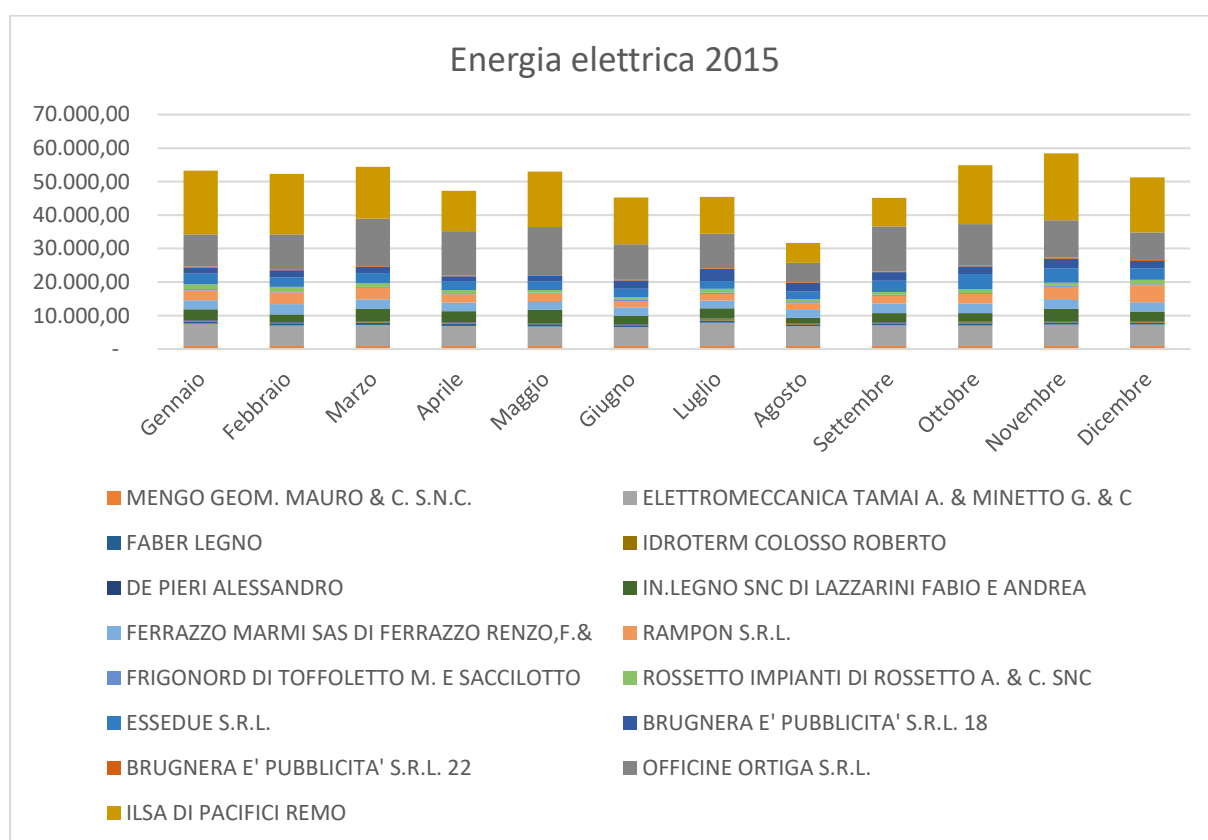


Figura 15 Consumi elettrici mensili, artigiani [kWh/m]

Si può notare che il consumo di energia elettrica è poco variabile e pari mediamente a 50.000 kWh/mese.

Considerando un costo unitario medio dell'energia elettrica pari a 0,224 €/kWh corrisponde ad una spesa pari a 132.644 € nel 2015.

Nel seguente grafico è riportata la divisione dei carichi annuali di energia elettrica tra le varie aziende.

I colori corrispondono nell'ordine alle aziende, come nel grafico precedente.

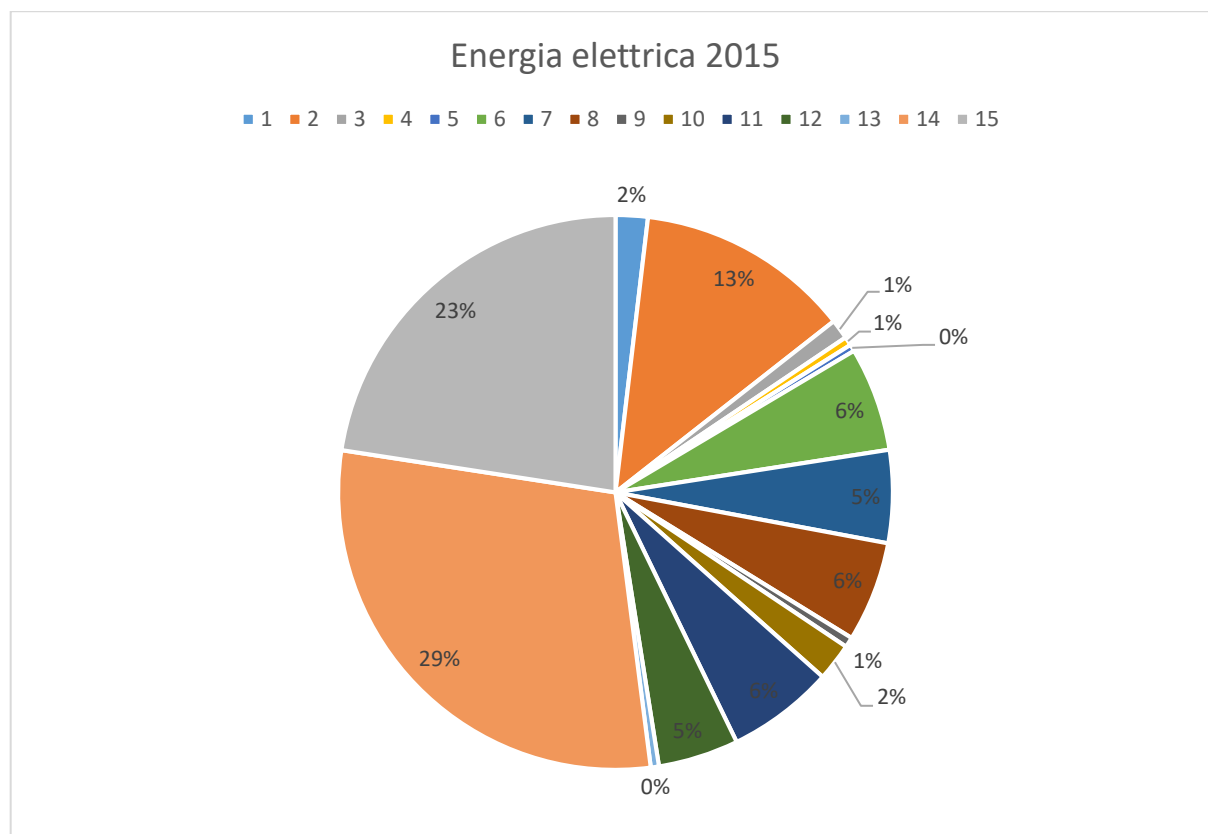


Figura 16 Divisione dei carichi elettrici tra le aziende artigiane

- **Analisi energia termica**

La figura rappresenta l'andamento del consumo di energia termica nell'anno 2015.

Alcune aziende non sono dotate di caldaie o altri apparecchi per la produzione di calore da gas naturale e pertanto hanno un consumo nullo durante tutto l'anno.

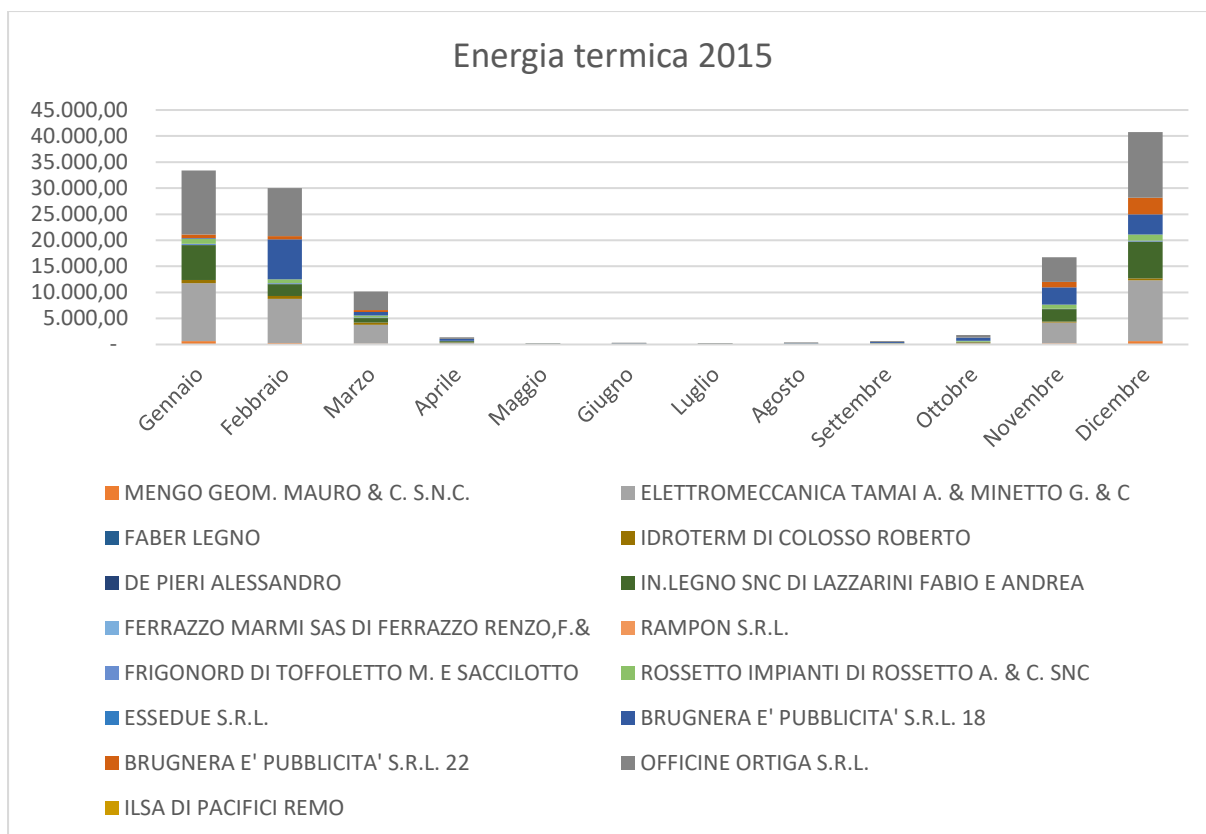


Figura 17 Consumi termici mensili, artigiani [kWh/m]

Si può notare che il consumo di energia termica è molto variabile nel corso dell'anno e legato alle stagioni. Il gas naturale viene utilizzato prevalentemente ai fini del riscaldamento e perciò si nota un consumo prevalente (97%) nella stagione invernale.

Considerando un costo medio del gas di 0,43 €/mc (0,036 €/kWh), corrisponde ad una spesa pari a 4.908 € nel 2015.

Nel seguente grafico è riportata la divisione dei carichi annuali di energia termica tra le varie aziende.

I colori corrispondono nell'ordine alle aziende, come nel grafico precedente.

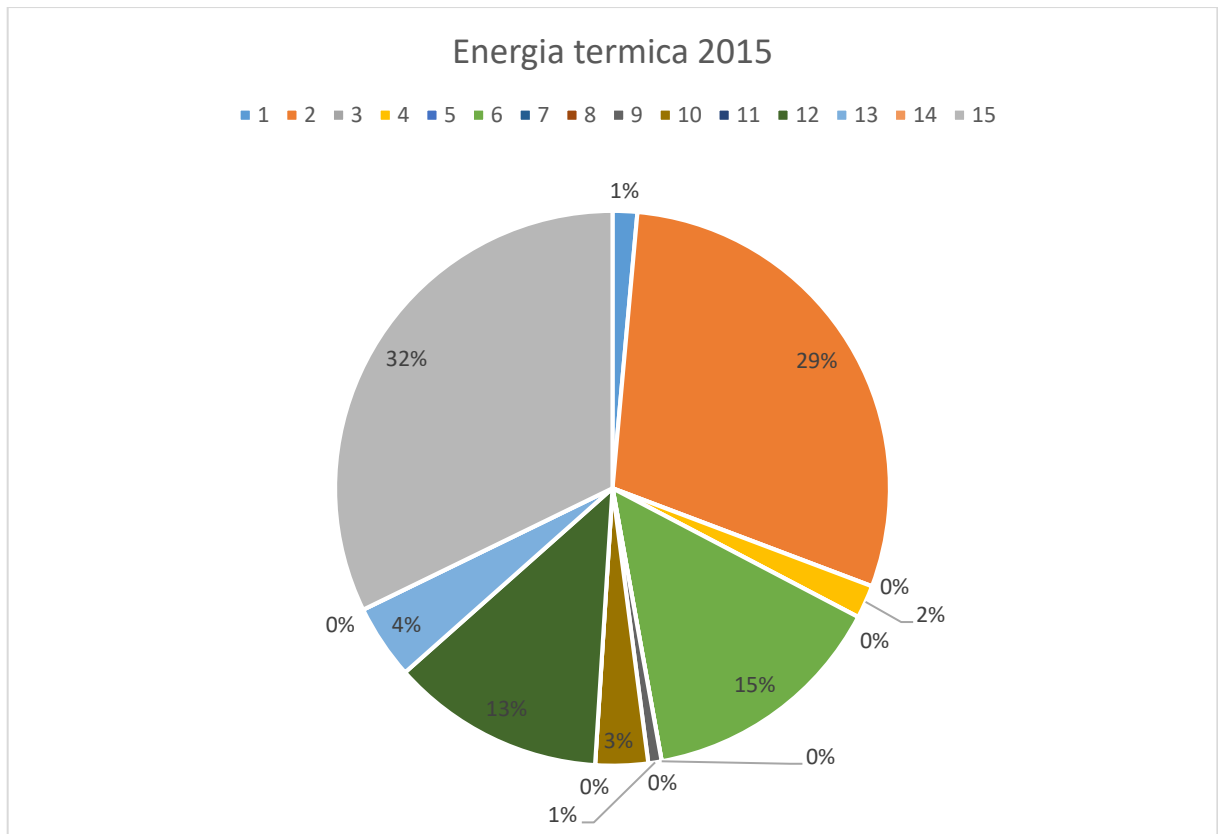


Figura 18 Divisione dei carichi termici tra le aziende artigiane

- **Analisi energetica**

Di seguito si riporta il confronto tra l'energia elettrica e termica consumata dalle aziende artigianali e commerciali.

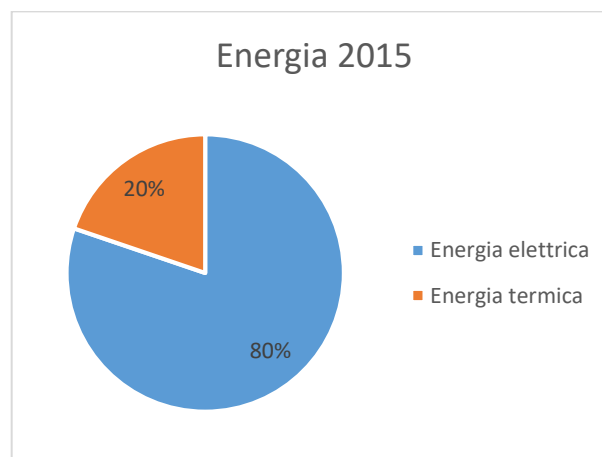


Figura 19 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dagli artigiani

La grande differenza deriva dal fatto che l'energia termica è utilizzata solo ai fini del riscaldamento nei mesi invernali, e non per processi, e che non tutte le aziende ne fanno uso.

I valori così ottenuti possono essere riportate in termini di tonnellate equivalenti di petrolio.

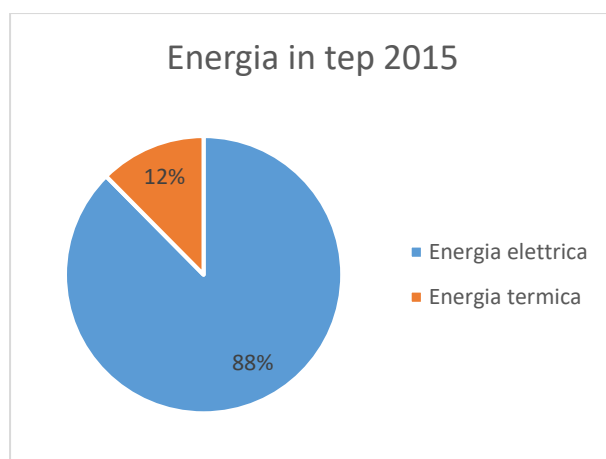


Figura 20 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industrie, riportata in tep

La ripartizione del fabbisogno energetico, espresso in tep, per vettore evidenzia una maggiore necessità di energia elettrica rispetto alla termica. Si fa comunque notare che la conversione in tep dell'energia elettrica include anche le perdite di generazione e trasmissione della stessa, che, in realtà, non riguardano direttamente le attività svolte nel sito. Infatti, come si evince dai grafici precedenti, riportando il fabbisogno energetico in kWh, si ottiene 80% di energia termica e 20% di energia elettrica.

3.3 Esercizi Commerciali

L'unico esercizio preso in esame di natura commerciale è il punto vendita della catena Cash & Carry in Via Kennedy 22.

Trattandosi di una catena vasta e con numerosi punti vendita dislocati nel territorio italiano, sotto il controllo del gruppo Unicom Srl, la raccolta dei dati relativi ai consumi è stata più difficoltosa. Esistono, infatti, dei registri unici in cui confluiscono i consumi di tutti i punti vendita di un certo territorio e controllati dalle sedi regionali. Nel caso del negozio di San Donà di Piave, la sede di riferimento è quella di Vicenza. Tuttavia sarebbe stato necessario chiedere l'autorizzazione al trattamento dei dati all'ufficio nazionale, con sede a Milano. Su consiglio del direttore tecnico di Vicenza, Mario Fabbris, si è abbandonata la ricerca dei dati dei consumi, concentrandosi su quelli che sono i carichi presenti in loco.

Grazie alla gentile collaborazione del direttore del punto vendita sandonatese, si sono raccolti i dati tecnici dei banchi e delle celle frigo installate in negozio, per risalire al carico di freddo richiesto.

Dalla visita del punto vendita sono stati raccolti i seguenti dati.

Tabella 6 Dati tecnici banchi frigo e surgelati Cash and Carry

T [°C]	Tipologia	Potenza [W]	Numero	T [°C]	Tipologia	Potenza [W]	Numero
5	Banco verticale	1200	7	-20°C	Banco surgelati	4900	7
	Banco verticale	800	3		Banco surgelati	3200	3

				Banco surgelati	2427	4
	Cella	1260	2	Cella	1260	1

A questi si aggiungono due banchi surgelati che vengono utilizzati a temperatura positiva e quindi assimilabili ai banchi a 5°C, con una potenza ridotta a 1260 W ciascuno.

Il carico di freddo richiesto da questi terminale viene fornito da centrali frigo a compressione prodotti dalla De Rigo. Sono installati due centrali, una per la linea a temperatura positiva, che produce freddo a -10°C e una per la linea surgelati, che produce freddo a -30°C.

Non sono disponibili dati più dettagliati e i consumi elettrici e, eventualmente, di gas.

3.4 Aggregato

Una volta compiuto lo studio delle due tipologie di aziende considerate, è possibile costruire il modello aggregato per valutare nel suo insieme l'intera area studiata, sia a prevalenza industriale, sia a prevalenza artigianale. Per farlo si sono sommati i consumi riportati precedentemente ottenendo i risultati seguenti.

Poiché delle attività artigianali e commerciali si ha a disposizione solo i dati del 2015, si è scelto questo come anno di riferimento per lo studio d'ora in poi. Questa scelta è in linea con le osservazioni compiute in seguito al confronto tra i consumi del 2014 e 2015 delle grandi industrie, essendo essi simili per andamento ed entità.

Tabella 7 Riepilogo consumi energia elettrica e termica industrie e artigiani [kWh/anno]

Energia elettrica 2015			Energia termica 2015				
Industrie	Artigiani	Totale	Industrie	Artigiani	Totale		
Gennaio	966.858	53.230	1.020.088	Gennaio	1.886.660	33.410	1.920.070
Febbraio	1.009.896	52.284	1.062.180	Febbraio	1.716.940	30.028	1.746.968
Marzo	1.144.254	54.439	1.198.693	Marzo	1.517.054	10.192	1.527.246
Aprile	1.017.186	47.224	1.064.410	Aprile	1.118.263	1.403	1.119.666
Maggio	1.055.392	52.933	1.108.325	Maggio	840.483	286	840.768
Giugno	1.075.873	45.248	1.121.120	Giugno	763.226	312	763.537
Luglio	1.201.619	45.395	1.247.014	Luglio	719.680	290	719.969
Agosto	639.869	31.699	671.568	Agosto	437.703	395	438.098
Settembre	1.003.443	45.129	1.048.572	Settembre	705.770	620	706.391
Ottobre	1.074.874	54.842	1.129.716	Ottobre	886.753	1.830	888.583
Novembre	1.110.896	58.439	1.169.335	Novembre	1.462.989	16.772	1.479.761
Dicembre	871.086	51.301	922.387	Dicembre	1.567.574	40.796	1.608.370
Anno	12.171.246	592.161	12.763.407	Anno	13.623.094	136.334	13.759.427

Di seguito si riportano i consumi elettrici e termici annuali dell'intera area produttiva di San Donà di Piave. Si nota che i consumi elettrici hanno un andamento quasi costante, mentre quelli termici un andamento legato alla stagionalità, come più volte sottolineato.

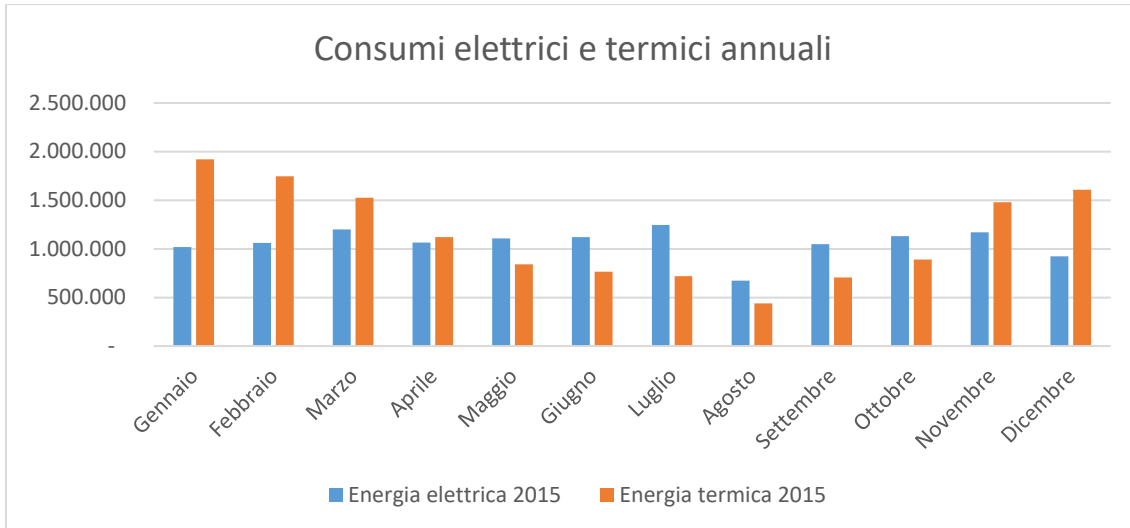


Figura 21 Consumi elettrici e termici annuali dell'intera area produttiva di San Donà di Piave [kWh/m]

Nella figura si riporta il rapporto complessivo tra energia termica ed elettrica nel 2015.

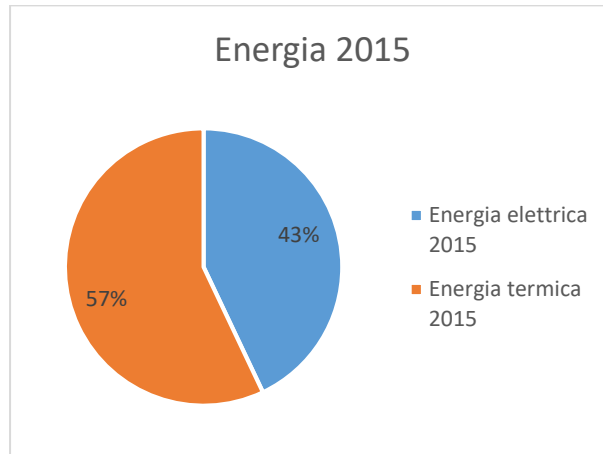


Figura 22 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dall'intera area produttiva di San Donà di Piave

I valori così ottenuti possono essere riportate in termini di tonnellate equivalenti di petrolio.

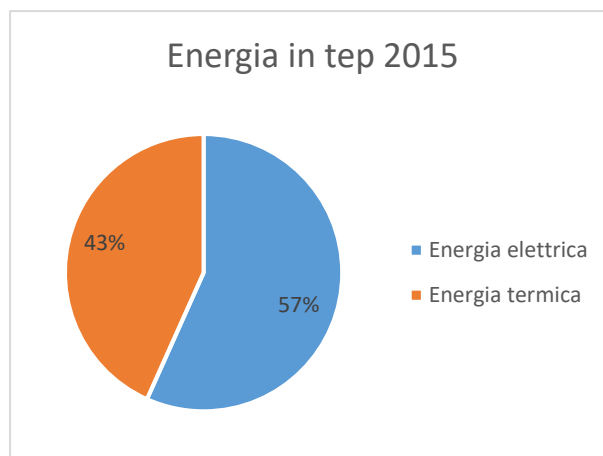


Figura 23 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dall'intera area produttiva di San Donà di Piave, riportata in tep

Si nota come sia l'andamento annuale, sia la proporzione, sia l'entità dei carichi, siano del tutto simili a quelli ottenuti con le sole industrie, a testimonianza di come il peso delle aziende più piccole sia veramente minimo.

4. Cogenerazione e teleriscaldamento

In questo capitolo si studia la fattibilità tecnica ed economia dell'installazione di un gruppo cogenerativo al servizio della zona industriale.

I motori, alimentati a gas naturale, mettono a disposizione delle utenze sia energia elettrica che termica per soddisfare parzialmente la domanda delle attività considerata di questi due vettori energetici.

4.1 I motori cogenerativi

A partire dalla curva di durata dell'energia elettrica si sono stimate le potenze di tre gruppi cogenerativi per coprire una fetta elevata del fabbisogno mantenendo l'investimento economico contenuto.

4.1.1 Tipologia di motori

Si è optato per l'installazione di tre motori, di taglie differenti e crescenti: 300 kW, 600 kW, 1200 kW. In questo modo è possibile creare 6 combinazioni per coprire una potenza crescente e multipla di 300.

I dati tecnici, riportati di seguito, sono stati presi dalle schede tecniche presenti nel sito della EnerBlu Cogeneration. (Gruppo Riello Elettronica, s.d.)

Tabella 8 Dati tecnici motori cogenerativi

Taglia	300 kW	600 kW	1200 kW	u.m.
Pel	300	600	1200	kWel
Pth	327	654	1257	kWth
Pcomb	714	1428	2819	kW
consumo orario	74	149	294,2	mc/h
Rend el	42,0	42,0	42,6	%
Rend th	45,8	45,8	44,6	%
Rend tot	87,8	87,8	87,2	%

Le dimensioni dei motori sono 2,44 m di larghezza, 12,2 m di profondità e 2,6 di altezza e necessitano di 1 metro libero per dimensione per la manutenzione. Tutti e tre i motori, posti uno a fianco all'altro, occupano un'area circa di 13 m per 13 m, inferiore alle dimensioni del minore dei due capannoni individuato.

A pieno regime, con tutti e tre i motori attivi, si riesce quindi a recuperare quasi 2,1 MW termici, ad una temperatura tra gli 80 e i 90°C.

In queste tipologie impiantistiche, recupero termico avviene dai fumi, dall'acqua e dall'olio di raffreddamento del motore e in alcuni casi dall'aria di sovralimentazione. Per avere un'idea si può pensare di recuperare circa 5% del calore dall'aria e dall'olio, 10% dall'acqua e un 20% dai fumi, ottenendo nel complesso un rendimento termico pari circa a quello elettrico. (Rossi, 2014)

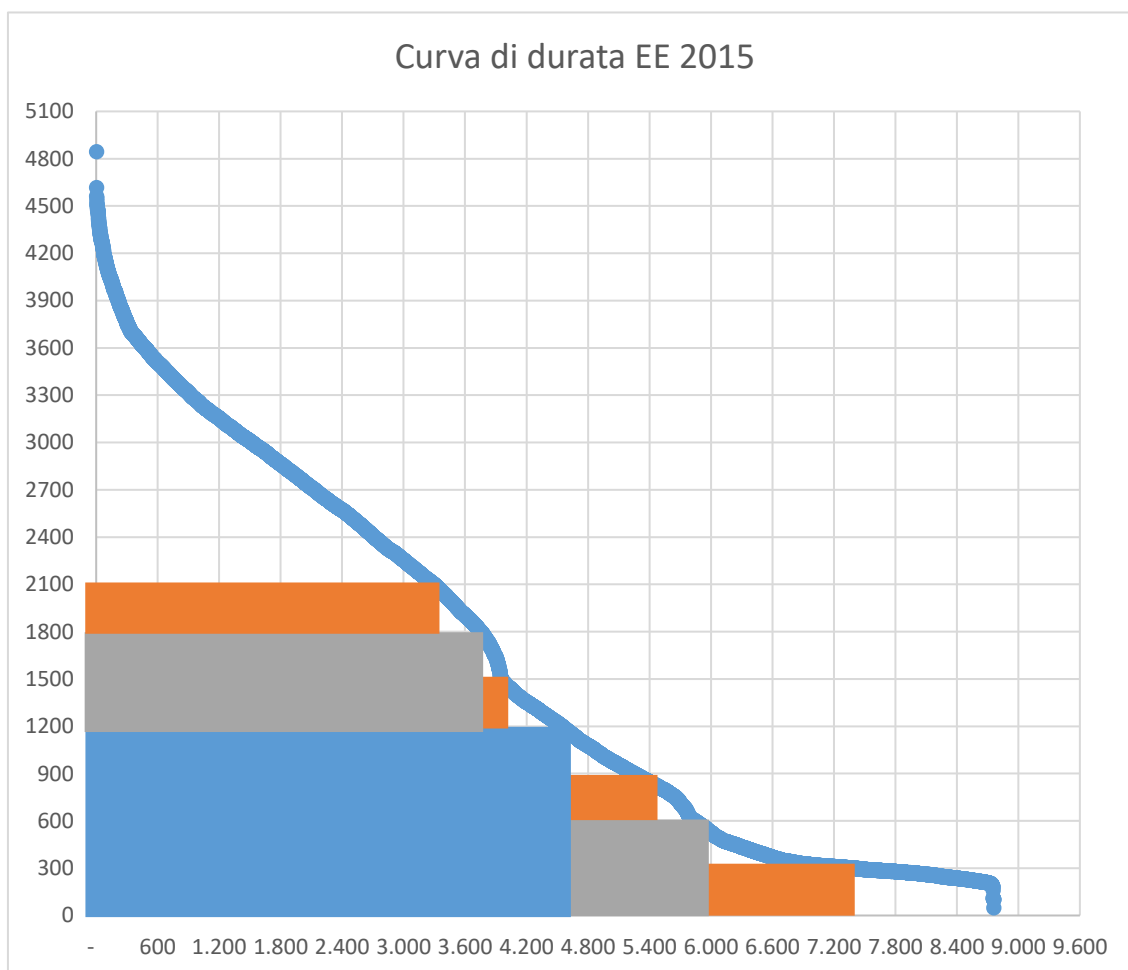


Figura 24 Curva di durata energia elettrica 2015 [Kw/H]

A partire dalla curva di durata del carico elettrico sono state calcolate le ore per cui è necessario garantire la potenza ottenibile da ciascuna combinazione.

L'area arancione è relativa al motore da 300 kW, l'area grigia al motore da 600 kW, l'area blu al motore da 1200 kW.

Tabella 9 Valore energetici per ogni combinazione di MCI

MCI	h	kW	kWh
1	7.834	300	462.300

2	6.293	600	318.600
1+2	5.762	900	891.900
3	4.771	1.200	663.600
1+3	4.218	1.500	762.000
2+3	3.710	1.800	1.011.600
1+2+3	3.148	2.100	6.610.800

A partire da questi valori è stato quindi possibile ricavare le ore di funzionamento effettive di ciascuno motore cogenerativo.

Tabella 10 Ore di funzionamento effettive di ciascun MCI

MCI	h
1	6.188
2	5.232
3	4.771

4.1.2 I parametri energetici

Il calcolo del risparmio energetico può essere fatto considerando i seguenti parametri (Rossi, 2014):

- Energia termica cogenerata: $Pt_a = Pt_{tot} \times \frac{ore}{anno}$

Dove:

Pt_{tot} = potenza termica oraria totale cogenerata (kW)

Ore/anno = ore anno di funzionamento del cogeneratore alla max potenza (h/a)

Tabella 11 Energia termica cogenerata

MCI	Pt_a (MWh)
1	2.023
2	3.422
3	5.997
tot	11.442

- Energia elettrica cogenerata: $Pe_a = Pe_{tot} \times \frac{ore}{anno}$

Dove:

Pe_{tot} = potenza elettrica totale cogenerata, resa netta (kW)

Ore/anno = ore anno di funzionamento del cogeneratore alla max potenza (h/a)

Tabella 12 Energia elettrica cogenerata

MCI	Pe _a (MWh)
1	1.856
2	3.139
3	5.725
tot	10.721

- Consumo annuo: $C_a = \text{consumo specifico} \times Pe_{tot} \times \frac{\text{ore}}{\text{anno}} \times 1,1$

Dove:

consumo specifico = consumo specifico di combustibile per kW/h elettrico

Pe_{tot} = potenza elettrica totale cogenerata, resa netta (kW)

Ore/anno = ore anno di funzionamento del cogeneratore alla max potenza (h/a)

1,1 = coefficiente maggiorativo per compensazione autoconsumi

Tabella 13 Consumo specifico

MCI	C _a (MWh)
1	2.042
2	3.453
3	6.298
tot	11.793

- Produzione termica sostituita: $Pt_s = \frac{Pt_a}{\eta}$

Dove:

Pt_a = energia termica cogenerata

η = rendimento convenzionale delle caldaie (0,8)

Tabella 14 Potenza termica sostituita

MCI	Pt _s (MWh)
1	2.529
2	4.277
3	7.496
tot	14.302

- Risparmio energetico annuo: $Re_a = Pt_s + Pe_a - C_a$

Tabella 15 Risparmio energetico annuo

MCI	Re _a (MWh)
1	2.344
2	3.963
3	6.924
tot	13.231

- Indice di valutazione $IV = \frac{Re_a \times \text{anni di vita utile}}{\text{investimento}}$

Dove:

Gli anni di vita utile da prendere in considerazione sono 10.

Calcolato sull'intero gruppo cogenerativo, considerando un costo della macchina di 550€ al kWel installato e un costo di manutenzione di 12€ all'ora, risulta IV=42,71.

Per la regione Lombardia, ad esempio, è possibile richiedere un investimento solo se $IV > 42$ kWh/€. Questi risultati sono stati ottenuti partendo dai valori tecnici del fornitore e quindi considerando la totalità della produzione elettrica e termica. In realtà la parte di calore prodotto utile al fine della rete di teleriscaldamento, come si vedrà successivamente, è pari a 7.476 MWh, inferiore ai 11.442 MWh prodotti. L'energia così prodotta permette di soddisfare l'84,83% della totale richiesta di calore da parte delle utenze, pari a 8.813 MWh.

Ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, l'indice di risparmio di energia IRE (o PES) deve assumere un valore non inferiore al minimo, che per sezioni di nuova realizzazione è pari al 10%.

$$PES = 1 - \frac{F}{\frac{E}{\eta_{el} \times p} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{th}}} = 0,243$$

Dove

- F è l'energia primaria del combustibile utilizzato dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- E è la produzione di energia elettrica netta della sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- H_{CHP} è la produzione di energia termica utile della sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- η_{el} è il rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica, preso pari alla media nazionale di 0,46;
- p è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano in zona l'energia elettrica prodotta, pari a 0,965;

- η_{th} è il rendimento termico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica, preso pari a 0,8.

Il PES è pari a 24,3 %, valore superiore al minimo richiesto da legge (Rossi, 2014).

Un altro rapporto da tener presente è il limite tecnico LT. Esso esprime il rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta e l'effetto utile complessivamente generato su base annua della sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte.

$$LT = \frac{H_{CHP}}{E + H_{CHP}}$$

Il limite tecnico LT non deve essere inferiore al valore minimo LT_{min} , fissato pari a 0,15 (15%) (Rossi, 2014).

Il valore di LT ottenuto dai gruppi cogenerativi è del 41,1 %.

Ai fini del modello energetico, bisogna definire se il motore cogenerativo è dedicato al TLR o meno.

Ciò si traduce nel capire se imputare le emissioni di anidride carbonica alla rete o meno. Il consumo di energia primaria attribuibile al riscaldamento quindi non sarà l'intera energia del combustibile, ma solo una frazione di questa, ovvero quella legata al calore ceduto alla rete:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \times C$$

Dove il termine in H indica l'energia termica prodotta in cogenerazione, ovvero immessa in rete, mentre C rappresenta il rapporto elettrico/termico effettivo dell'impianto. In letteratura un valore medio di C per i motori cogenerativi è compreso tra lo 0,8 e 1,2. Tuttavia questo può essere calcolato anche per via empirica considerando l'energia elettrica prodotta in un anno, quella termica e quella primaria.

$$C = \frac{E + \beta[H + (1 - \eta) \times F - F]}{F - E - (1 - \eta) \times F - \beta \times H}$$

Con β si intende la perdita di energia elettrica per unità di energia termica cogenerata; questo parametro è pari a zero per i motori alternativi e i turbogas a recupero di calore, mentre è diverso da zero solo in casi di spillamento dalla turbina, a seconda delle condizioni termodinamiche alle quali viene estratto il vapore dallo stadio, dai parametri termodinamici al condensatore e dalla temperatura alla quale lo scambiatore con la rete di TLR restituisce il condensato.

L'energia posseduta dal fuel combusto F , l'energia elettrica prodotta E e l'energia termica ceduta alla rete H si calcolano come

$$F = h \times P_{comb} = 25.328 \text{ MWh}$$

$$E = h \times E_{el,prod} = 10.721 \text{ MWh}$$

$$H_{CHP} = h_{cessione} \times E_{th,ceduta} = 7.476 \text{ MWh}$$

Con un η di cogenerazione = 0,89 e $\beta=0$, si ottiene un $C=0,94$, quindi in linea con quanto trovato in letteratura. Si ottiene quindi $E_{CHP} = 7.005 \text{ MWh}$.

È quindi possibile calcolare la quota parte del carburante consumato in effettiva cogenerazione:

$$F_{CHP} = \frac{(E_{CHP} + H_{CHP})}{\eta_{cog}} = 16.550 \text{ MWh}$$

Avendo il gas naturale un PCI pari a 9,59 kWh/mc, il combustibile combusto, attribuibile alla rete di TLR è:

$$F_{vol} = \frac{F_{CHP} \times 860 \times 1000}{PCI} = 1.725.769 \text{ mc}$$

Essendo le emissioni specifiche di CO_2 dalla combustione di gas metano pari a 1.937 g/mc, le emissioni complessive saranno

$$Emissioni_{CO_2} = \frac{F_{vol} \times 1.937}{10^6} = 3.342 \text{ t}$$

Si è infine dovuto stimare l'energia elettrica spesa per gli ausiliari del MCI e della rete di TLR. Per la potenza degli ausiliari si è considerato il 3% della E_{el} in output, pari a 321,62 MWh; per la rete di teleriscaldamento si è considerata la spesa del sistema di pompaggio pari al 5% della E_{th} richiesta dalla rete, pari a 373,81 MWh. In totale l'energia elettrica autoconsumata risulta pari a 695,43 MWh. A questi si aggiungono gli autonconsumi legati al sistema ad assorbimento per la produzione di freddo, stimati nel 6% del fabbisogno annuo, pari a 73,9 MWh. Per ottenere la quota di energia elettrica rimasta consumabile dalle industrie gli autoconsumi sono stati sottratti dall'energia elettrica cogenerativa prodotta dal motore, fornendo un valore di 9.952 MWh.

Poiché il motore rientra nella cogenerazione ad alto rendimento, una volta trovati tep di energia primaria risparmiati, si può calcolare quanti certificati bianchi potrebbe ricevere l'impianto in un anno.

$$CB = RISP \times 0,086 \times K$$

Dove RISP è il risparmio energetico annuo, calcolato come

$$RISP = \frac{E}{\eta_{el}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{th}} - F_{CHP} = 7.996 \text{ MWh}$$

e K parametro che può variare da 1 a 1,4.

Perciò si ottengono 825.229 CB.

L'intera analisi è stata compiuta valutando anche l'installazione di soli due motori cogenerativi, uno da 300 kW e uno da 1200 kW. In questo modo è stato possibile valutare la copertura del carico andando a ridurre l'investimento compiuto e compiere un confronto tra le due soluzioni. Si riportano di seguito, in tabella, i risultati principali ottenuti per questa seconda configurazione.

Tabella 16 Riepilogo parametri energetici seconda soluzione

Grandezza	Valore	u.m.
Energia termica cogenerata	8.378	MWh
Energia elettrica cogenerata	7.910	MWh
Consumo annuo	8.701	MWh
Produzione termica sostituita	10.473	MWh
Risparmio energetico annuo	9.682	MWh
Indice di valutazione	42,63	kWh/€
PES	25,1	%
LT	41,7	%
F	18.628	MWh
E	7.910	MWh
H_{CHP}	5.660	MWh
F_{CHP}	12.567	MWh
F_{vol}	1.310.372	mc
Emissioni_{CO2}	2.538	t
RISP	6.087	MWh
CB	628.183	

4.1.3 Risultati a confronto

Di seguito si riporta la curva di durata elettrica con rappresentata l'energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo.

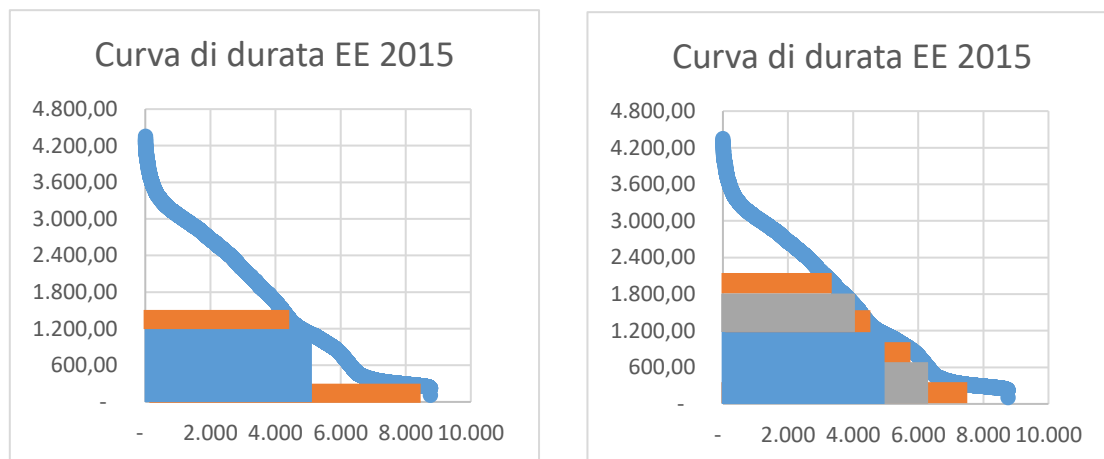


Figure 26 Curva di durata energia elettrica, evidenza dell'energia prodotta dal gruppo cogenerativo nelle due soluzioni [kW/h]

Nella seguente tabella si riporta la quota di copertura di ciascun motore in entrambe le soluzioni.

Tabella 17 Quota di copertura di ciascun motore in entrambe le soluzioni

Due motori	h	kW	kWh	Ore effettive
Motore 1	7.834	300	918.900	7.281
Motore 2	4.771	1.200	663.600	4.771
1+2	4.218	1.500	6.327.000	
Tre motori				
Motore 1	7.834	300	462.300	6.188
Motore 2	6.293	600	318.600	5.232
1+2	5.762	900	891.900	
Motore 3	4771	1200	663.600	4.771
1+3	4218	1500	762.000	
2+3	3710	1800	1.011.600	
1+2+3	3148	2100	6.610.800	

Di seguito si riporta la quota di copertura dell'energia elettrica delle due soluzioni.

Tabella 18 Quota di copertura dell'energia elettrica delle due soluzioni

Due motori	kWh
Energia tot consumabile	7.909.500
Energia totale necessaria	13.488.824
Quota prodotta	58%
Tre motori	
Energia tot prodotta	10.720.800
Energia totale necessaria	13.488.824
Quota prodotta	79%

Dal confronto si evince come la presenza di tre motori cogenerativi permetta di seguire meglio il carico elettrico richiesto dalle utenze.

4.2 La rete di teleriscaldamento

In questo capitolo verrà svolta un'analisi territoriale abbastanza dettagliata dell'area industriale di San Donà di Piave, con lo scopo di indagare la possibilità di una rete di TLR. Verranno calcolati i volumi lordi delle strutture con l'intento poi di valutarne i consumi energetici annui.

4.2.1 Raccolta dati

Lo scopo dell'indagine preliminare è quella di calcolare i fabbisogni termici delle attività. Per quanto riguarda le utenze industriali, è bene distinguere tra la superficie dei capannoni in cui avvengono i processi industriali e gli uffici. Infatti non è detto che questi vengano riscaldati allo stesso modo e per le stesse ore e devono essere oggetto di un'attenta analisi. A partire dai fabbisogni di gas naturale è possibile stimare la quota parte riferita ai processi industriali e quella riferita al riscaldamento, facendo un confronto tra i consumi stagionali.

4.2.2 Allacciabilità delle utenze

Una volta analizzato tutto il volume potenzialmente riscaldabile, è bene fare alcune considerazioni sui criteri di allacciabilità delle utenze. Infatti non è detto che tutti abbiano interesse a collegarsi al nuovo servizio, la rete andrà quindi dimensionata tenendo conto sia di questo problema, sia della possibilità di futuri collegamenti con nuove utenze.

4.2.3 Tipologia di impianto termico

Si considera come primo criterio la modalità di consegna dell'energia termica all'utente finale. In genere infatti l'allacciamento al servizio di TLR presuppone la presenza di un impianto di riscaldamento centralizzato, cioè di un circuito di distribuzione del calore all'interno dell'edificio alimentato da un'unica caldaia. Il collegamento al nuovo servizio avviene sostituendo la centrale preesistente con uno scambiatore. Lo stesso discorso vale per l'acqua calda sanitaria.

Gli impianti centralizzati si trovano in genere su strutture del terziario di medie e grandi dimensioni, paragonabili all'insieme di uffici e sale riunione di una delle industrie studiate. Per quanto riguarda le aziende artigianali e commerciali, invece, le utenze presentano più impianti autonomi, sarebbe necessario realizzare dei nuovi circuiti interni con relativi problemi tecnici e costi elevati. Attualmente vi sono solo delle esperienze pilota per utenze singole.

4.2.4 Dimensione minima delle utenze

Un altro criterio per capire se un'utenza può essere interessata all'allacciamento alla rete parte da un'analisi del volume. Infatti al di sotto di una determinata soglia gli oneri economici relativi alle opere di collegamento possono superare i benefici sia da parte degli utenti che dei gestori, e pertanto risultare sconvenienti. Secondo i dati riportati da AIRU il livello minimo si colloca attorno ai 3.000 mc di volumetria riscaldabile. Alle attuali condizioni infatti, fino a tale soglia il costo di connessione è attestato a circa 10.000-12.000 €, di cui il 50-60% per la sottostazione e la restante parte per l'allacciamento. Sopra i 3.000 mc il costo aumenta proporzionalmente con il volume mentre sotto tale cifra risulta avere un'incidenza particolarmente elevata. (Agostini, 2015)

Con queste premesse è intuibile che le industrie sono utenze idonee all'allaccio alla rete, mentre le aziende artigianali avrebbero costi troppo elevati.

4.2.5 Tipologia d'utenza

Nel settore industriale è più difficile trovare un interesse all'allacciamento a causa dei costi inferiori del combustibile rispetto agli utenti civili, e alle imposte di consumo, anch'esse inferiori se il fuel è impiegato per usi produttivi, e senza dover tener conto dell'IVA. Le condizioni di acquisto di combustibile, nel caso in questione gas, per il teleriscaldamento sono le medesime di quelle per usi produttivi e godono pertanto delle stesse agevolazioni, così come gli impianti cogenerativi. In questo modo fornire calore ad un'industria presenta margini di vendita nulli o quasi rispetto alle potenziali utenze civili. Tuttavia questo ragionamento considera che il calore venga prodotto da caldaie dedicate ed installate appositamente per il teleriscaldamento.

Nello studio in esame, invece, il calore viene in gran parte prodotto da un gruppo cogenerativo, installato per la produzione di energia elettrica. Si tratta quindi di una forma di recupero di calore comunque prodotto e altrimenti disperso in ambiente.

Come detto, dai profili di consumo di gas naturale è possibile ricavare la quota parte dedicata al riscaldamento dei locali adibiti ad uffici e potenzialmente identificabili come utenze del teleriscaldamento. La parte relativa ai processi produttivi, invece, non può essere fornita mediante teleriscaldamento in quanto le temperature necessarie sono superiori a quelli tradizionali di una rete di questo genere.

4.2.6 Individuazione delle aree teleriscaldabili

Esistono poi delle barriere naturali e urbanistiche allo sviluppo della rete, di cui bisogna tener conto in fase di studio preliminare. Il primo aspetto rilevante in tal senso è la densità edilizia: le aree urbane in cui vi sia una prevalente edificazione verticale sono ritenute più interessanti in quanto consentono di minimizzare il percorso della rete e con esso le spese impiantistiche. Questo parametro, indice del grado di edificazione, può essere misurato come la volumetria riscaldata su superficie territoriale. In generale valori di densità edilizia superiori a 0,5- 1 mc/mq sono ritenuti idonei allo sviluppo del TLR. L'area in esame ha una densità edilizia di 0,56 mc/mq.

Infatti la zona è industriale ed artigianale, perciò presenta edifici ad uno o due piani affiancati da grandi capannoni non teleriscaldabili. Inoltre le attività necessitano anche di elevati spazi esterni di manovra o deposito, che allungano le distanze e rendono la zona a bassa densità.

Tuttavia la densità edilizia così ottenuta è una stima molto al ribasso rispetto al valore reale. Infatti si è considerata la volumetria delle sole aziende che hanno compilato il questionario e di cui si hanno dati certi, mentre la superficie considerata è quella dell'intera area industriale ed artigianale. La volumetria delle aziende non coinvolte perciò non è considerata, andando a creare vuoti non veritieri.

Particolare attenzione va poi posta alla presenza di ostacoli fisici come corsi d'acqua, ferrovie autostrade o grossi viadotti. L'attraversamento di queste linee può risultare economicamente troppo dispendioso, inoltre la necessità di acquisire i permessi necessari da parte dei diversi enti competenti ne può rallentare significativamente la costruzione. Nel caso in esame non ci sono ostacoli fisici. L'area dal punto di vista urbanistico risulta adatta alla posa di una rete TRL in quanto caratterizzata da due vie principali, Via Kennedy e Via Maestri del Lavoro, vicine tra di loro e lungo le quali si sviluppano tutte le attività.

Altro punto critico per il passaggio del TLR è rappresentato dai centri storici, a causa delle ridotte dimensioni delle strade che ne possono determinare problemi in sede di cantiere o le limitazioni di spazio nel sottosuolo dovute ai servizi preesistenti. Aspetto non da trascurare in ogni caso è la presenza di pavimentazione di pregio o la vicinanza di resti archeologici. Anche sotto questo punto di vista la zona non presenta incompatibilità di allacciamento.

Al fine dello studio in atto è opportuno considerare la sola area occupata dalle utenze interessanti. Si è ritenuto che queste siano le quattro industrie, gli artigiani tra di esse instaurati, Elettromeccanica Tamai e Minetto e Mengo Geom. Mauro & C. Snc e il punto vendita commerciale del Cash & Carry.

La nuova area considerata ha una densità edilizia di circa 2 mc/mq. Il valore è ben al di sopra dei limiti e perciò l'area si presenta come idonea allo sviluppo di una rete TLR.

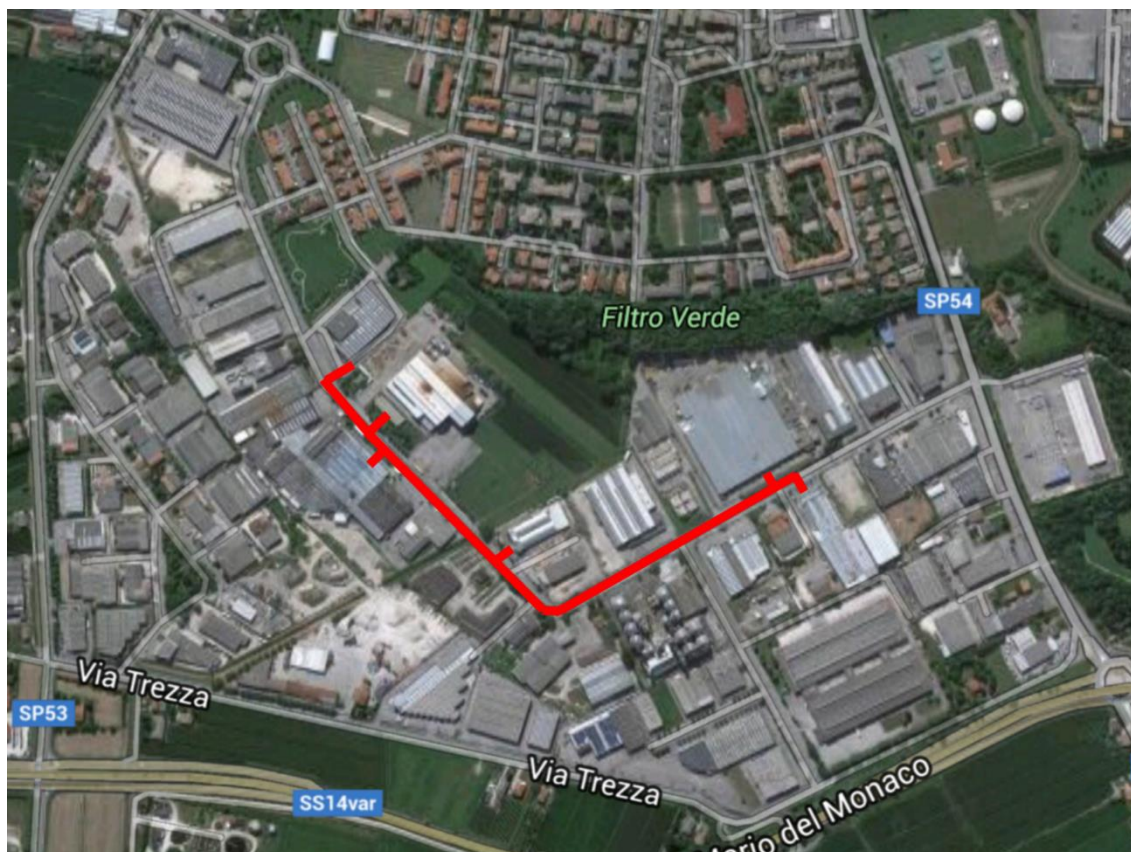


Figura 25 Percorso rete di teleriscaldamento

Inoltre tutte le attività si trovano lungo via Kennedy e perciò presentano una posizione vantaggiosa anche dal punto di vista della posa della rete e dell'allaccio.

4.2.7 Calcolo del fabbisogno teleriscaldabile

Il passo seguente all'identificazione delle utenze riguarda la stima del fabbisogno energetico annuo e delle rispettive curve di carico. In questo capitolo verranno riportati i dati relativi ai carichi teleriscaldabili della zona di San Donà di Piave nella quale si intende verificare la fattibilità della rete.

Per ciascuna delle quattro industrie si è dovuto estrapolare dal totale consumo di gas naturale quello dedicato esclusivamente a riscaldamento e ad ACS. Il calore consumato per i processi industriale è stimato pressoché costante nell'arco dell'anno e perciò la differenza tra la stagione invernale e

quella estiva è il carico destinato a riscaldamento ed ACS. Si è ottenuto un peso dei servizi generali sul totale carico rispettivamente di 40%, 20%, 80% e 75%.

Per quanto riguarda le due attività artigianali, la totalità del consumo di gas è destinato a riscaldamento ed ACS.

Come limiti per il riscaldamento si è considerato i valori in tabella.

	Riscaldamento	Raffrescamento
INIZIO	15/10	15/05
FINE	15/04	15/09

Di seguito si riporta l'andamento del calore teleriscaldabile nell'arco dell'anno ed il confronto tra calore TLR e totale.

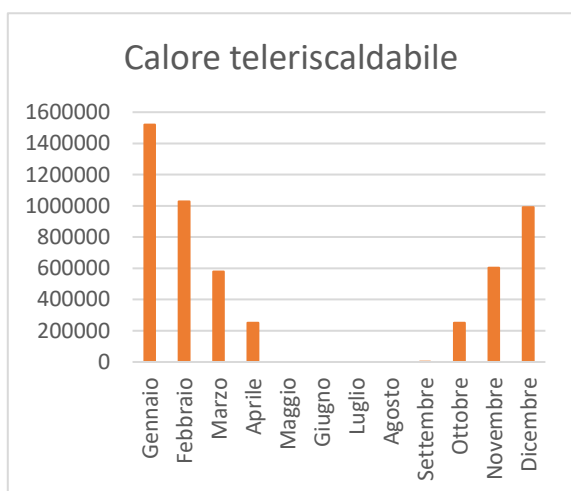


Figura 27 Andamento annuale del calore teleriscaldabile [kWh/m]

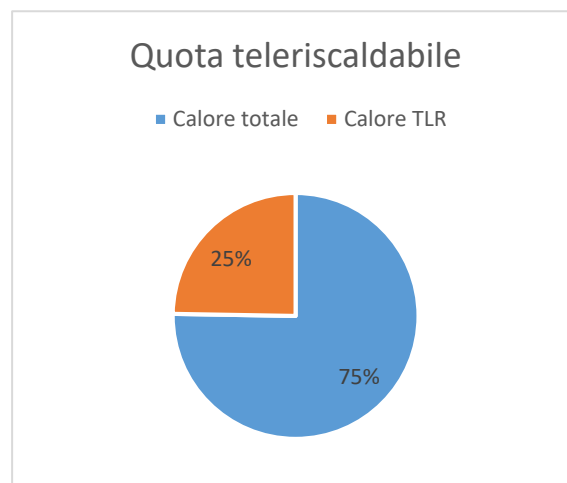


Figura 26 Confronto tra calore teleriscaldabile e totale

Della totalità del calore consumato dalle utenze considerate, quindi, solo il 25% può essere potenzialmente fornito mediante teleriscaldamento.

4.3 Costruzione delle curve di carico

Il calcolo dei consumi annui di energia termica non basta se lo scopo è quello di studiare la fattibilità di una rete di teleriscaldamento. Infatti è necessario conoscere come la domanda di calore varia durante il giorno nei diversi mesi, e quale è il picco di potenza massimo sul quale è possibile dimensionare la rete. Serve quindi trovare le curve giornaliere normalizzate e applicarvi il fabbisogno termico giornaliero.

4.3.1 La curva dei carichi invernali

Il primo passo consiste nella suddivisione dei fabbisogni termici annui nei mesi riscaldati.

Noti i fabbisogni termici mensili, la procedura di calcolo varia a seconda della tipologia di utenza servita. Nel caso specifico le utenze sono gli uffici e alcuni capannoni di attività industriali. Bisogna perciò tener conto dei giorni festivi di chiusura e della diversa distribuzione oraria del riscaldamento nei prefestivi. Di seguito si riporta la suddivisione dei giorni nell'anno oggetto di studio, cioè il 2015.

Tabella 19 Giorni feriali prefestivi e festivi utilizzati per il calcolo (2015)

2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile (1-15)	Aprile (16-30)	Maggio (1-14)	Maggio (15-31)	Giugno
Feriale	19	20	22	10	10	9	11	20
Prefestivo	6	4	4	2	3	2	3	5
Festivo	6	4	5	3	2	3	3	5

2015	Luglio	Agosto	Settembre (1-15)	Settembre (16-30)	Ottobre (1-14)	Ottobre (15-31)	Novembre.	Dicembre
Feriale	23	16	11	11	10	12	21	18
Prefestivo	4	4	2	2	2	3	4	6
Festivo	4	11	2	2	2	2	5	7

Dai questionari compilati si è verificato che tutte le attività considerate lavorano sulla base di un turno giornaliero dal lunedì al venerdì e mezza giornata il sabato (prefestivo). Inoltre il sabato non tutti i reparti e gli uffici sono operativi, provocando un ulteriore calo del carico termico stimabile in circa il 30%.

In particolare si è posto come limite di accensione e spegnimento del riscaldamento, le 7-19 per giorni feriali e 7-13 per i prefestivi.

Per trovare il fabbisogno medio mensile giornaliero, si è diviso il consumo mensile per le ore totali riscaldate di ogni mese, ed in seguito il risultato è stato moltiplicato per 7 per i prefestivi e per 13 per i feriali.

$$Fabb\ termico_{giornaliero\ medio\ festivo} = \frac{Fabb\ mensile}{N\ ore\ scaldate} \times 13$$

$$Fabb\ termico_{giornaliero\ medio\ prefestivo} = \frac{Fabb\ mensile}{N\ ore\ scaldate} \times 7$$

I fattori di distribuzione giornaliera utilizzati sono riportati nella tabella seguente (Agostini, 2015).

Tabella 20 Fattori di distribuzione giornaliera

h	Forario	h	Forario	h	Forario	h	Forario
1	0	7	0,10	13	0,06	19	0,08
2	0	8	0,10	14	0,06	20	0
3	0	9	0,08	15	0,06	21	0
4	0	10	0,08	16	0,06	22	0
5	0	11	0,07	17	0,06	23	0
6	0	12	0,06	18	0,07	24	0

Applicando questi fattori al fabbisogno termico giornaliero di ogni mese, è possibile trovare il profilo di carico medio per ogni mese riscaldato, come si può vedere in figura.

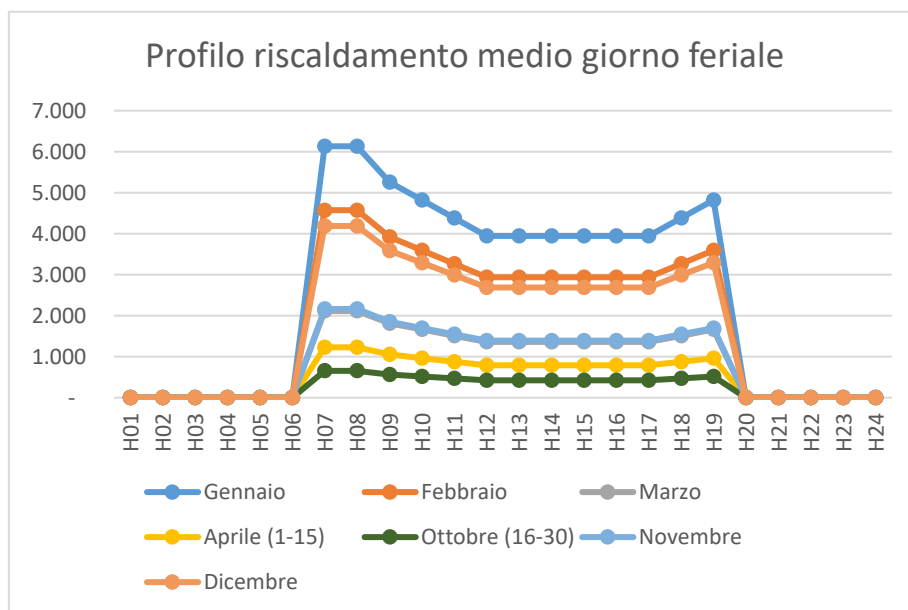


Figura 28 Profilo riscaldamento medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 7 e le 8 del mattino, è di 6.132 kW.

Per i giorni prefestivi si è costruita la curva in modo analogo, utilizzando gli stessi fattori di distribuzione oraria e spegnendo il riscaldamento alle 13.

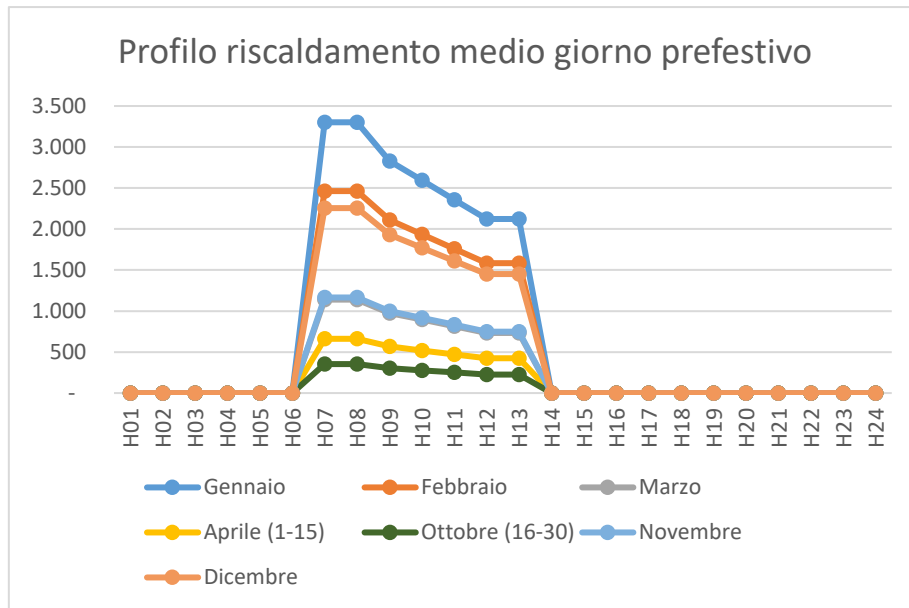


Figura 29 Profilo riscaldamento medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 7 e le 8 del mattino, è di 3.302 kW.

4.3.2 La curva dei carichi ACS

Per il calcolo dei carichi estivi il metodo di indagine è stato molto simile, pervenendo a due profili giornalieri medi mensili, uno per i giorni feriali ed uno per i prefestivi.

Il fabbisogno mensile per l'ACS è stato stimato come il 10% del fabbisogno totale annuo per il riscaldamento e successivamente diviso nei dodici mesi. I fattori di distribuzione sono gli stessi utilizzati per la costruzione delle curve dei carichi invernali.

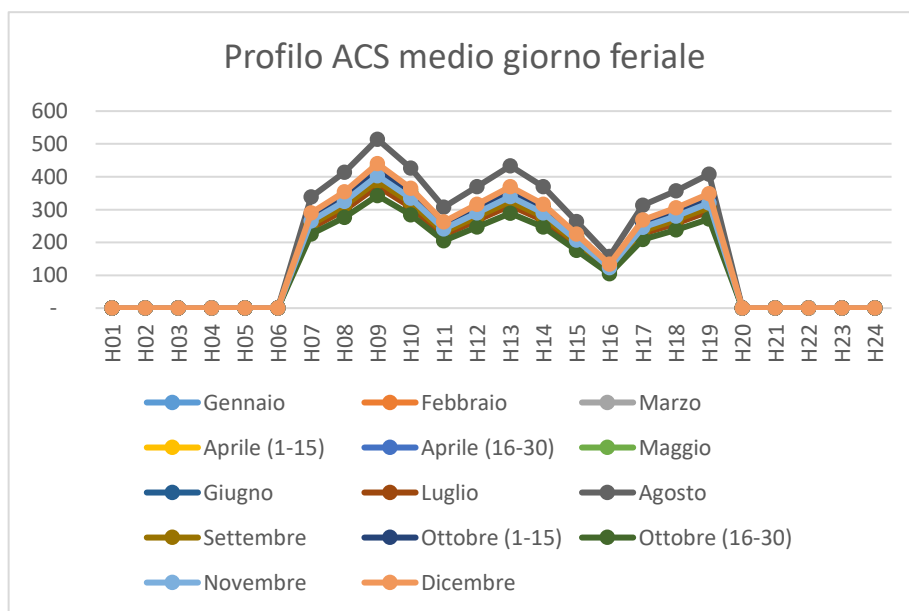


Figura 30 Profilo ACS medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 9 e le 10 del mattino, è di 804 kW.

Per i giorni prefestivi si è costruita la curva in modo analogo, utilizzando gli stessi fattori di distribuzione oraria e spegnendo l'ACS alle 13.

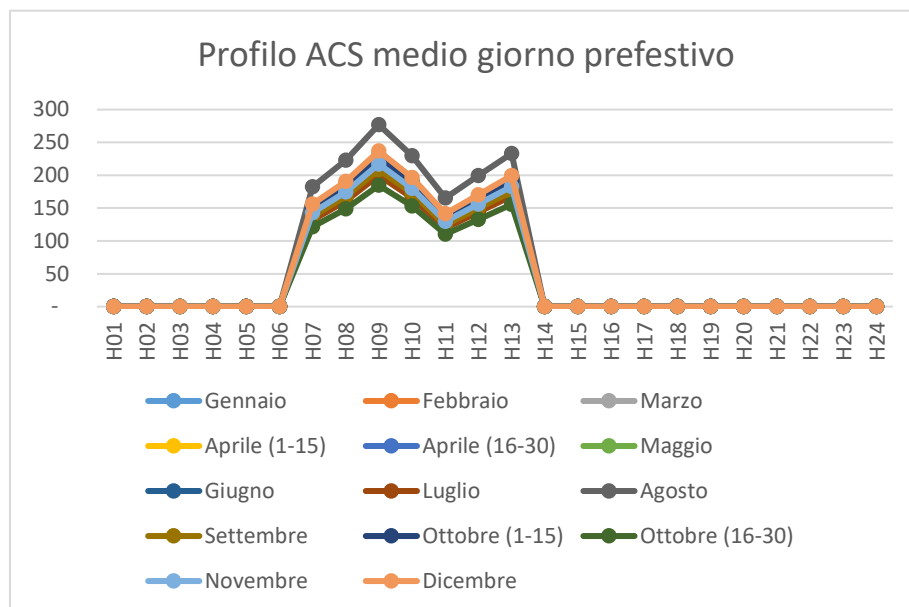


Figura 31 Profilo ACS medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 9 e le 10 del mattino, è di 433 kW.

4.3.3 La curva dei carichi estivi

Per il calcolo dei carichi estivi il metodo di indagine è stato molto simile, pervenendo a due profili giornalieri medi mensili, uno per i giorni feriali ed uno per i prefestivi.

Il fabbisogno elettrico per la climatizzazione è stato stimato, osservando i valori riportati negli audit energetici di Lafert e Pfauler, nel 5% dell'energia termica consumata per il riscaldamento invernale.

Il carico così ottenuto è stato riportato in kWh frigoriferi, considerando un COP medio pari a 3 ed infine in kWh termici con un COP medio pari a 0,7 dei gruppi ad assorbimento.

In questo caso come fattori di distribuzione oraria, sono stati utilizzati come riferimento dei consumi specifici per unità di volume. (Agostini, 2015)

Tabella 21 Consumi energetici orari specifici di raffrescamento per il terziario

	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
h	[W/mc]	[W/mc]	[W/mc]	[W/mc]	[W/mc]
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0

6	0	0	0	0	0
7	4,87	7,66	10,88	9,99	4,87
8	5,57	8,75	12,44	11,41	5,57
9	5,91	9,30	13,22	12,13	5,91
10	6,26	9,85	13,99	12,84	6,26
11	6,61	10,39	14,77	13,55	6,61
12	6,96	10,94	15,55	14,27	6,9
13	7,31	11,49	16,33	14,98	7,31
14	7,65	12,03	17,10	15,69	7,65
15	7,65	12,03	17,10	15,69	7,65
16	7,65	12,03	17,10	15,69	7,65
17	7,31	11,49	16,33	14,98	7,31
18	6,96	10,94	15,55	14,27	6,96
19	6,26	9,850	13,99	12,84	6,26
20	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0

Da questi si è ottenuta la distribuzione percentuale oraria e quindi i fattori di distribuzione effettivi.

Le curve proposte in seguito si riferiscono alla domanda termica complessiva.

Il picco massimo di potenza termica, tra le 15 e le 16 del mattino, è di 1.589 kW.

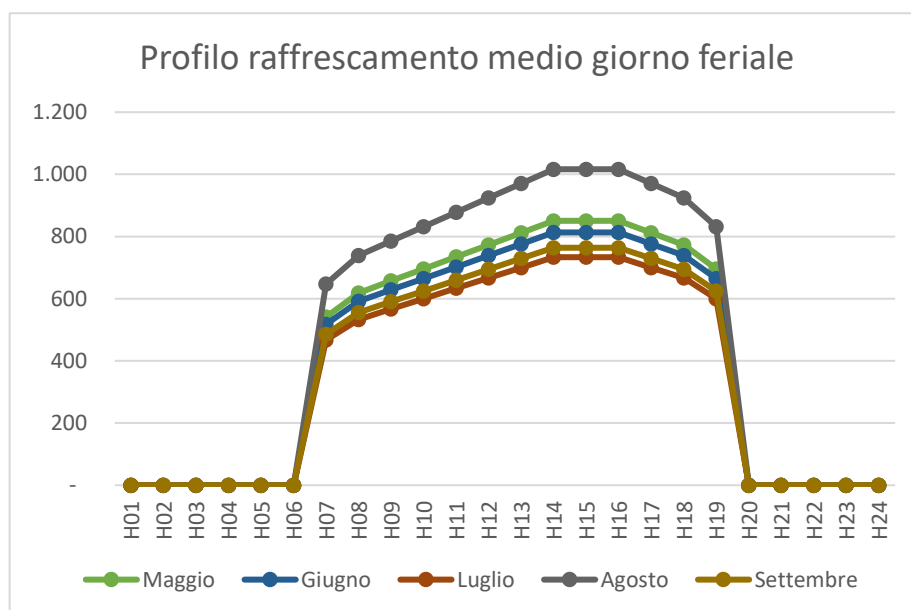


Figura 32 Profilo raffrescamento medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]

Per i giorni prefestivi si è costruita la curva in modo analogo, utilizzando gli stessi fattori di distribuzione oraria e spegnendo il raffrescamento alle 13.

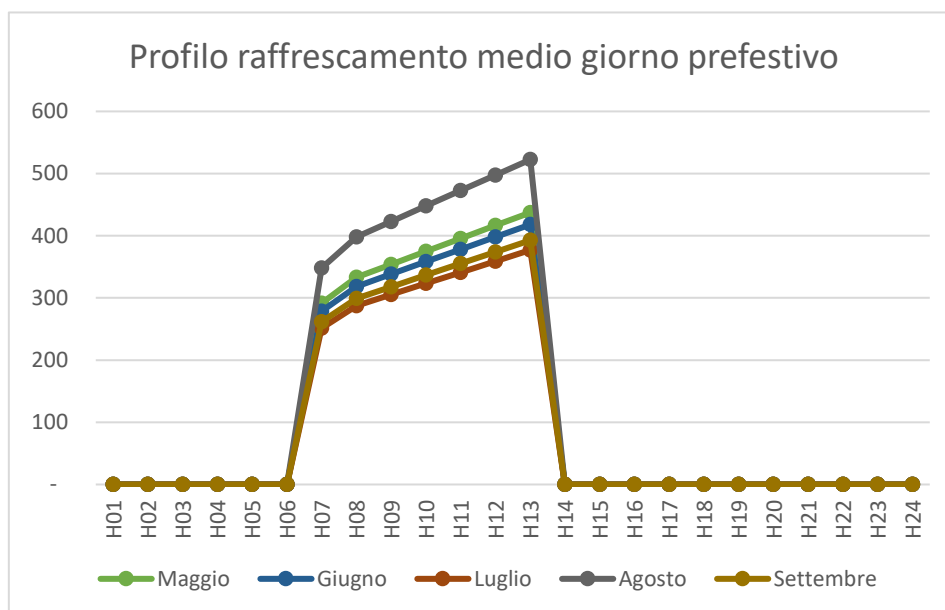


Figura 33 Profilo raffrescamento medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 12 e le 13 del mattino, è di 418 kW.

Infine si è aggiunta la quota di carico frigorifero proveniente dal punto vendita Cash & Carry in Via Kennedy. Della totalità del carico frigo solo quello a temperatura positiva, cioè a 5°C, può essere fornito mediante teleriscaldamento. Il carico elettrico, dopo essere stato convertito in carico frigo e quindi termico, è stato distribuito nell'anno, dividendolo per le 8760 ore di funzionamento dei banchi e delle celle frigo. Risulta un carico orario costante pari a 82 kWh.

4.3.4 La curva dei carichi annuali

Per concludere, dopo aver sommato alla richiesta termica per riscaldamento, quella per ACS, quella per raffrescamento e per il freddo del C+C, l'intero carico è stato incrementato, come nel caso invernale del 10%, per tener conto delle perdite medie di calore lungo la rete.

Si sono così ottenute le seguenti curve di carico.

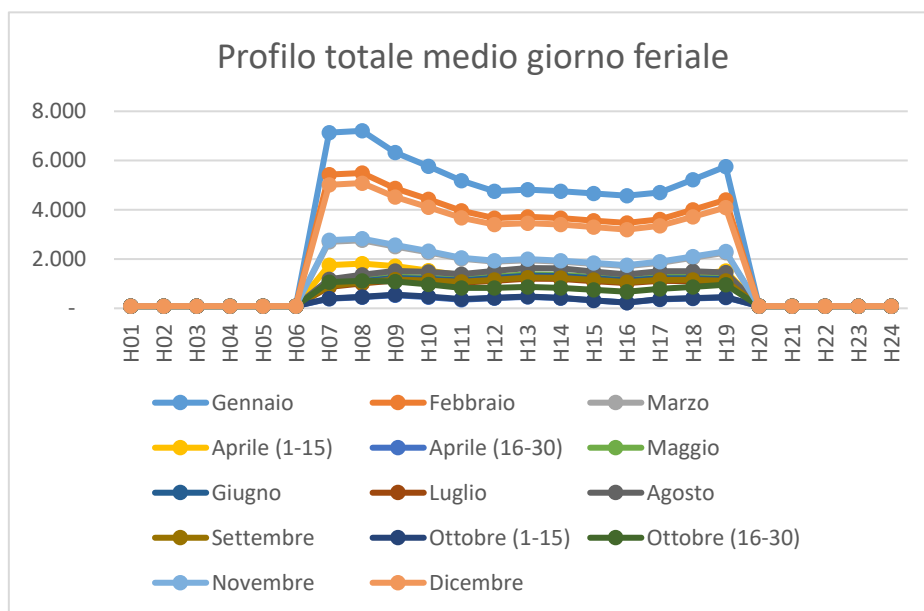


Figura 34 Profilo totale medio giorno feriale [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 8 e le 9 del mattino, è di 7.207 kW.

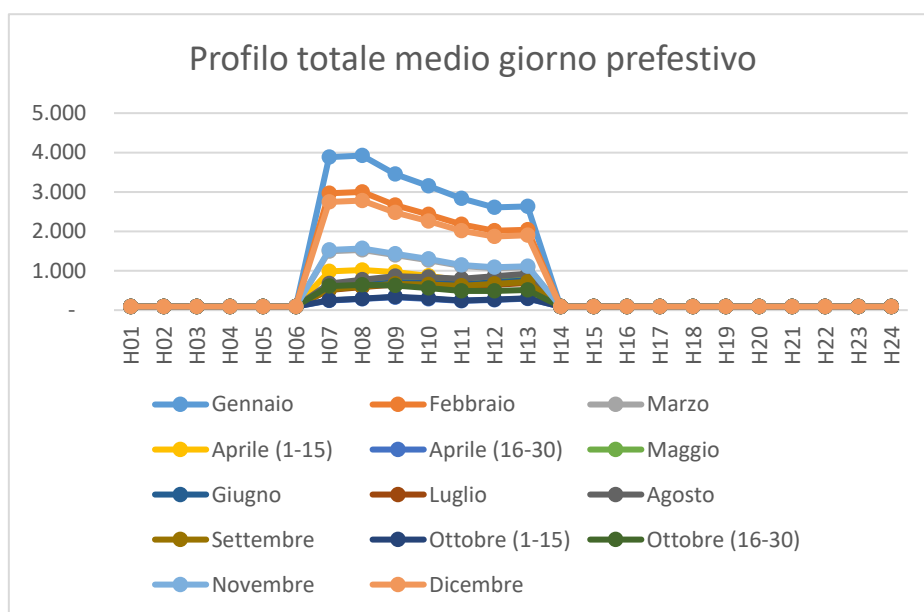


Figura 35 Profilo totale medio giorno prefestivo [kW/h]

Il picco massimo di potenza termica, tra le 8 e le 9 del mattino, è di 3.992 kW.

4.3.5 Le curve di durate

Quando lo scopo dell'analisi energetica è lo studio di fattibilità di una rete di teleriscaldamento, la costruzione della curva di durata è un passo fondamentale. Questo strumento infatti racchiude tutti i valori orari di potenza, in questo caso termica, assorbita in un anno, ovvero in 8760 ore. Con un

colpo d'occhio è quindi possibile capire indicativamente quanto sarà il periodo di utilizzo annuo di una fonte. In ascissa sono riportati i valori orari annui mentre in ordinata le potenze assorbite per un determinato periodo. Questo fa sì che la curva sia decrescente, ovvero si parte con il primo valore, di picco massimo, e si arriva al termine più ripetuto durante l'anno. Questo grafico inoltre permette di capire, se si dispone di più fonti, quale sia la miglior scelta per coprire al meglio il carico. Infatti si può optare per una singola sorgente termica, oppure per più impianti, in modo da aver la possibilità di seguire meglio la richiesta. Bisogna tuttavia tener presente, che i valori orari segnati non sono in ordine cronologico, quindi sarà possibile intuire approssimativamente quante ore un impianto potrà funzionare annualmente, e quanta energia termica potrà fornire, ma non ci si può sbilanciare in calcoli mensili o giornalieri. D'altro canto, trattandosi di valori giornalieri medi mensili, la curva annuale non cumulata è un semplice grafico a gradoni.

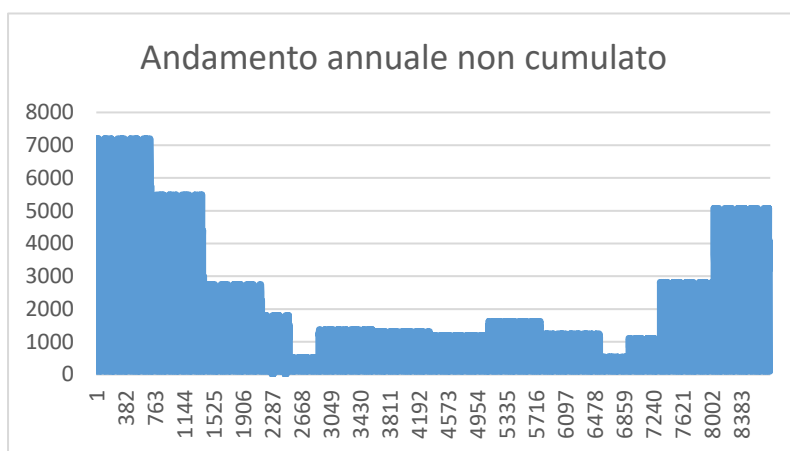


Figura 36 Andamento annuale non cumulato energia termica [kW/h]

Se non si dispone dei valori delle potenze, si può ricostruire la curva di durata attraverso l'analisi di dati in serie storiche, opportunamente corretti con fattori che tengano conto dei gradi giorno e delle specifiche di progetto in esame.

Nel caso in esame i valori delle potenze sono noti, in quanto ricavati mediante lo studio descritto precedentemente. Si riporta quindi di seguito la curva cumulata.

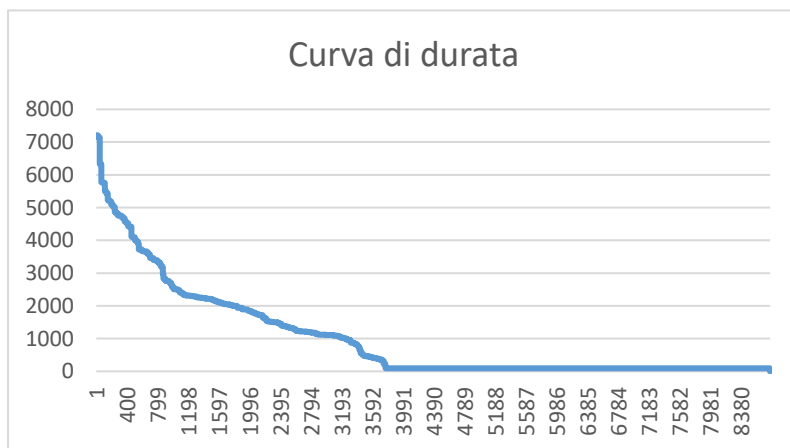


Figura 37 Curva di durata energia termica [kW/h]

La curva così creata si appiattisce a circa 4000 ore. Questo perché si è considerato che il fabbisogno termico ci sia solo negli orari lavorativi definiti precedentemente. Lo stesso discorso vale per il raffrescamento e il carico legato all'ACS si presenta in tutti i dodici mesi, solo negli orari lavorativi definiti precedentemente. Costante nelle 8760 ore è invece solo il carico termico legato alla richiesta frigo del C+C.

Come si può notare, i valori di picco sono raggiunti per poche ore l'anno. Una potenza superiore ai 7000 kW deve essere sostenuta per sole 44 ore, mentre una potenza superiore a 2238 kW, cioè la massima potenza del gruppo cogenerativo, deve essere sostenuta per 1393 ore.

4.4 Analisi energetica e ambientale

In questo capitolo verrà data una spiegazione del modello utilizzato per coprire la curva di durata, ovvero la richiesta termica annua. Si analizzeranno le possibili fonti ed il loro utilizzo per il soddisfacimento del carico.

Il principio di base si fonda sul confronto tra il nuovo sistema che si andrà ad implementare e quello convenzionale sostituito, costituito da un sistema termico, un sistema frigo ed un sistema elettrico.

4.4.1 Il Sistema energetico

Nella stragrande maggioranza dei casi, il combustibile preferito per la produzione di calore per TLR è il gas, seguito dal carbone e dalle biomasse. I dati disponibili nel rapporto AIRU (AIRU, 2014) sono tuttavia poco recenti, e riportano per il 2006 un'immissione del 56% di energia cogenerativa nelle reti, un 26% prodotta dalla combustione di gas naturale, e un 18% da fonti rinnovabili. Quindi un 75% del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento italiane è prodotta tramite tecnologie a basso impatto ambientale. Già nel 2006, a livello italiano sono stati risparmiati 270.000 tep di energia primaria, corrispondenti a circa il 25% dell'energia consumata dai sistemi tradizionali. Per quanto riguarda le emissioni evitate, si parla di 760.000 t di CO₂ all'anno.

Il teleriscaldamento si configura quindi come un sistema integrato, collegato a molteplici fonti termiche. Per ognuna andrà calcolato in termini energetici il consumo annuo e per un'analisi ambientale le emissioni evitate.

Per la copertura del carico ci si basa sul calore prodotto e recuperato dal gruppo cogenerativo. Il fabbisogno termico per riscaldamento ed ACS può essere parzialmente coperto da questa tecnologia non dedicata, con il supporto nelle ore di picco delle caldaie di integrazione e di riserva. Il calore è quindi in buona parte un'energia di scarto, che altrimenti verrebbe dissipata in atmosfera. Le fonti termiche a disposizione sono le seguenti:

- 1) Il recupero termico da un motore cogenerativo, non dedicato da 300 kW_e;
- 2) Il recupero termico da un motore cogenerativo, non dedicato da 600 kW_e;

- 3) Il recupero termico da un motore cogenerativo, non dedicato da 1200 kW_e;
- 4) Caldaie di integrazione e di riserva.

Il sistema è quindi composto da tre motori endotermici cogenerativi a gas e dalle caldaie ad integrazione. Queste immettono calore, sotto forma di acqua calda nella rete di teleriscaldamento, che a sua volta servirà le utenze.

In una rete di teleriscaldamento solitamente le caldaie vengono dimensionate per il 110% della potenza di picco richiesta dalla rete. Tuttavia nel caso in esame, si potrebbero utilizzare gli impianti di produzione termica già esistenti ed appartenenti alle industrie come caldaie di riserva e installare momentaneamente una potenza ridotta, in modo da ridurre il capitale investito.

La rete elettrica serve gli ausiliari del TLR, costituiti principalmente da un insieme di sottostazioni di pompaggio del fluido termovettore.

4.4.2 Le principali fonti energetiche

Nel seguente paragrafo verranno analizzate le fonti termiche disponibili, inserendo anche i dati specifici ambientali ed energetici utilizzati per svolgere i calcoli.

4.4.2.1 I motori cogenerativi

Come discusso si è previsto di installare un gruppo cogenerativo in grado di coprire parte del carico elettrico delle industrie e, al contempo, fornire energia elettrica alla rete di teleriscaldamento.

Di seguito si riporta la curva di durata termica con rappresentata l'energia termica prodotta dal gruppo cogenerativo.

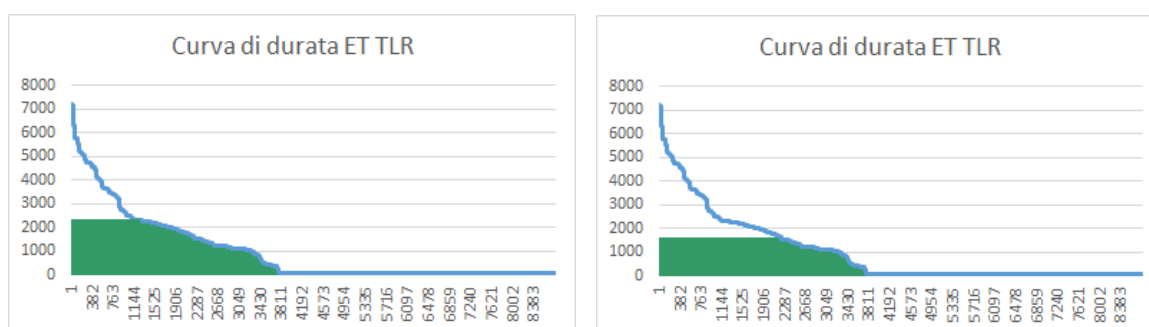


Figure 27 Curva di durata termica con rappresentata l'energia termica prodotta dai MCI [kW/h]

Di seguito si riporta la copertura dell'energia termica nelle due soluzioni, tenendo conto che l'energia totale potenzialmente fornibile dal teleriscaldamento è pari a 8.813 MWh.

Tabella 23 Copertura del carico termico nelle due soluzioni

Due motori		Tre motori	
Potenza max th	1.584 kW	Potenza max th	2.238 kW
Mantenuta per	2.210 h	Mantenuta per	1.393 h
Energia prodotta	5.660 MWh	Energia prodotta	7.476 MWh
Quota fornita	64%	Quota fornita	84%
Energia di picco non fornita	3.154 MWh	Energia di picco non fornita	1.337 MWh
Quota non fornita	36%	Quota non fornita	16%

Dal confronto si evince come la presenza di tre motori cogenerativi permetta di soddisfare meglio il carico termico richiesto dalle utenze.

4.4.2.2 Le caldaie di integrazione e di riserva

Le caldaie di integrazione e riserva sono generatori destinati alla sola produzione termica per coprire i picchi richiesti dalla rete o fornire il calore mancante in caso di disservizio di qualche altra fonte. Il sistema andrebbe quindi dimensionato su un valore pari al 110% -120% del picco termico. Tuttavia è possibile cercare di ridurre l'esborso monetario iniziale. È possibile pensare di utilizzare parte dei generatori di calore già dislocati presso le aziende, e che servono attualmente le utenze industriali, come caldaie di riserva ed installare così soltanto una potenza ridotta.

Per questi generatori, qualunque sia l'ubicazione, si considera come consumo di energia primaria ed emissione di anidride carbonica, i valori attribuibili al consumo di combustibile per produzione di calore per la rete di teleriscaldamento, con η termico fissato a 0,8.

Le emissioni specifiche sono le stesse considerate per il motore cogenerativo, per la combustione di gas metano.

Nel caso in esame le caldaie integrative dovrebbero funzionare circa 1005 ore anno.

Si ottengono perciò i seguenti risultati:

$$E_p = \frac{H}{\eta_t} = 1.671 \text{ MWh}$$

$$F_{vol} = \frac{E_p}{PCI} = 174.296 \text{ mc}$$

$$Emissioni_{caldaie\ integrative} = \frac{F_{vol} \times 1.937}{10^3} = 337,61 \text{ t}$$

Nel caso di installazione di due motori cogenerativi, risulta

$$E_p = \frac{H}{\eta_t} = 3.941 \text{ MWh}$$

$$F_{vol} = \frac{E_p}{PCI} = 411.034 \text{ mc}$$

$$Emissioni_{caldaie integrative} = \frac{F_{vol} \times 1.937}{10^3} = 796,17 \text{ t}$$

4.4.2.3 Il recupero calore da processo industriale

Nel caso di calore di scarto recuperato le emissioni di anidride carbonica e il consumo di energia primaria sono imputabili solamente alle spese per il pompaggio dell'acqua dalla fonte alla rete. Il calore andrebbe altrimenti dissipato e perciò può essere definito "rinnovabile".

Nella zona industriale di San Donà vi sono dei flussi di calore dissipati in ambiente da parte delle industrie. Tuttavia ad oggi i dati precisi non sono noti alle aziende in quanto non hanno ancora previsto sistemi di monitoraggio e calcolo delle portate dei fumi e dell'aria calda in uscita.

È sicuramente di interesse futuro studiare attentamente questi flussi per coglierne l'entità e valutare l'integrazione con la rete di teleriscaldamento.

4.4.2.4 Sistema di produzione di energia frigorifera: i gruppi ad assorbimento

Nel caso di studio si è previsto un sistema di produzione di energia frigorifera che si discosta dalla diffusa concezione di teleraffrescamento visto come una rete a doppio tubo che trasporti acqua refrigerata da una grossa centrale alle utenze, ma che è tuttavia in linea con il trend italiano, che predilige la dislocazione di sistemi minori ad assorbimento, ed una distribuzione solo locale.

Nella stragrande maggioranza dei casi i gruppi ad assorbimento vengono eserciti in parallelo a sistemi tradizionali a compressione, con i primi che svolgono la copertura del carico di base e i secondi utilizzati per soddisfare i picchi di richiesta frigorifera. Nella presente analisi tuttavia si considererà soltanto i gruppi ad assorbimento. Dal momento che E_p e le emissioni di CO_2 sono già state valutate per la produzione del calore fornito a questi gruppi. L'unica spesa energetica che rimane da considerare è quella ausiliaria di energia elettrica, quantificata come il 6% della totale produzione di E_{frigo} .

$$E_{el,aus} = 0,06 \times E_{frigo} = 73,9 \text{ MWh}$$

$$E_p = E_{el,aus} \times 2,029 = 149,8 \text{ MWh}$$

$$Emissioni_{CO_2} = \frac{E_{el,aus} \times 513}{10^3} = 76,9 t$$

4.4.2.5 Il sistema elettrico nazionale

Nei calcoli dei consumi elettrici degli ausiliari o del pompaggio per la rete è stato spesso menzionato il sistema elettrico nazionale. Il modello proposto nel rapporto della AIRU (AIRU, 2014) riporta i fattori di emissione e di consumo di energia primaria per le principali fonti di produzione elettrica del parco italiano, dati relativi al 2006, con lo scopo di estrapolarvi una relazione con cui pesare i fattori ambientali legati al consumo di energia elettrica prelevata dalla rete nazionale per il sistema TLR. I valori netti, pesati sulla percentuale di produzione elettrica per i diversi impianti vengono poi maggiorati per tener conto delle perdite di rete fino al punto di prelievo, stimate del 2,8% per AAT-AT, 1,5% in MT e 2,2% in BT. Ipotizzando che l'allacciamento degli ausiliari sia direttamente in MT, si ottengono:

Tabella 24 Parametri energetici e ambientali del sistema elettrico nazionale (Bottio, 2008)

TENSIONE	η centrali nazionali	Perdite rete	[kWh _p /kWh _e]	[g CO ₂ /kWh _e]
AAT-AT	0,515	2,8%	1,998	505
MT	0,515	1,5%	2,029	513
BT	0,515	2,2%	2,077	525

4.4.3 I sistemi energetici sostituiti

Parlando di sistemi energetici sostituiti si fa riferimento a tutti quegli impianti che attualmente vengono utilizzati per fornire calore alle utenze e per la produzione di energia elettrica e che verranno sostituiti, sia fisicamente che solo ai fini del bilancio energetico e ambientale.

4.4.3.1 Il sistema termico sostituito

Il sistema termico sostituito è costituito dall'insieme dei generatori di calore attualmente esistenti ed installati presso le utenze che si allacceranno alla rete di teleriscaldamento. Si tratta di caldaie classiche alimentate a gas a naturale, aventi potenze che vanno dai 15 kW ad alcuni MW.

I valori di rendimento termico per caldaie di diverse dimensioni non è costante, ai fini del calcolo svolto si è ipotizzato un unico $\eta_t = 0,8$ per un funzionamento esclusivamente a gas naturale.

Le emissioni di CO₂ specifiche per un sistema termica sostituito con TLR sono pari 0,252 kg/kWh_t (Bottio, 2008)

Nel calcolo si deve considerare solo il calore che il sistema riesce a fornire alle utenze, in quanto la parte restante dovrà continuare ad essere prodotta dalle caldaie esistenti.

$$E_p = \frac{H_{CHP}}{\eta_t} = 9.345 \text{ MWh}$$

$$F_{vol} = \frac{E_p}{PCI} = 974.467 \text{ mc}$$

$$Emissioni_{CO_2} = \frac{F_{vol} \times 1.937}{10^6} = 1.888 \text{ t}$$

Nel caso di installazione di due motori cogenerativi, risulta

$$E_p = \frac{H_{CHP}}{\eta_t} = 7.075 \text{ MWh}$$

$$F_{vol} = \frac{E_p}{PCI} = 737.729 \text{ mc}$$

$$Emissioni_{CO_2} = \frac{F_{vol} \times 1.937}{10^6} = 1.429 \text{ t}$$

4.4.3.2 Il sistema frigorifero sostituito

Questo sistema è costituito da tutti quegli impianti per la produzione di energia frigorifera sotto forma di acqua refrigerata a 5-6 °C. Come per le caldaie anche per i COP il valore varia molto a seconda della taglia. Si è posto un COP medio pari a 3. Nelle macchine a compressione la spesa energetica equivale all'energia elettrica prelevata dalla rete per comprimere il fluido refrigerante. Pertanto il consumo sarà di energia elettrica contando le perdite di rete, a seconda della tensione di alimentazione:

Tabella 25 Sistema frigorifero sostituito con i gruppi ad assorbimento (Bonis, 2012)

TENSIONE IMMISSIONE	[kWh _e /kWh _f]	Perdite sulla rete	[kWh _p /kWh _f]	Emissioni [g/kWh _f]
MT	0,33	4,3%	0,676	171
BT	0,33	6,5%	0,692	175

L'energia elettrica consumata attualmente per la climatizzazione estiva è stata stimata osservando i valori riportati negli audit energetici forniti da Lafert e Pfauler. In entrambi i casi l'energia espressa in kWh_e è pari a circa il 5% dell'energia espressa in kWh_t consumata per il riscaldamento invernale. Prendendo questo valore come riferimento anche per le altre realtà si è ottenuto il valore complessivo dell'energia elettrica consumata per il raffrescamento:

$$E_e = 242,4 \text{ MWh}$$

Nel valore così ottenuto sono considerate le perdite sulla rete elettrica in BT.

All'energia elettrica per la climatizzazione dei locali appena considerata, si aggiunge l'energia richiesta e dedicata alla conservazione dei cibi nel punto vendita Cash & Carry presente nella zona. Non tutto il freddo necessario può essere prodotto da gruppi ad assorbimento alimentati da TLR. Le temperature classiche di invio acqua refrigerata sono infatti di 5-6°C, in linea con la richiesta dei banchi frigo e delle celle a temperatura positiva, ma non sufficienti per i banchi surgelati. Risulta quindi una domanda elettrica annua, considerando un funzionamento di 8760 ore, per banchi a temperatura positiva pari a:

$$E_e = 167,9 \text{ MWh}$$

Considerando un COP pari a 3 si è ottenuto la totale energia frigorifera richiesta dalle aziende e dal C+C:

$$E_f = 727,2 \text{ MWh} \text{ e } E_f = 503,6 \text{ MWh}$$

Per un totale di $E_f = 1.230,8 \text{ MWh}$.

A cui corrispondono un'energia termica richiesta alla rete di teleriscaldamento, con COP dei gruppi ad assorbimento pari a 0,7, un'energia primaria e delle emissioni di CO₂ pari a:

$$E_t = 1.038,8 \text{ MWh} \text{ e } E_t = 719,4 \text{ MWh}$$

Per un totale di $E_t = 1.758,2 \text{ MWh}$.

$$E_p = E_f * 0,692 = 851.715 \text{ MWh}$$

$$Emissioni_{CO_2} = 149 \text{ t}$$

4.4.3.3 Il sistema elettrico sostituito

Il sistema elettrico nazionale, nel caso dell'installazione del teleriscaldamento e del gruppo cogenerativo, immetterà in rete una quantità di energia elettrica diversa dall'odierna. I motori cogenerativi forniscono energia elettrica all'area industriale, sgravando la rete di parte del carico. Vi saranno però anche le spese elettriche per gli ausiliari e per il pompaggio. Queste possono essere stimate rispettivamente nel 3% dell'energia elettrica prodotta, nel 6% dell'energia frigo prodotta e nel 5% del carico termico fornito alla rete. Si tratta solo di una stima, anche conservativa, che non tiene conto della posizione delle sottostazioni e del bilanciato della rete magliata.

$$E_{el} = E_{MCI} - E_{spesa}$$

Dove:

- E_{MCI} è l'energia fornita dai motori cogenerativi alle industrie dell'area;
- E_{spesa} è l'energia stimata per gli ausiliari dei motori, per i sistemi ad assorbimento e per il pompaggio della rete.

Si ottiene perciò un risparmio di energia elettrica per la rete nazionale pari a 9.952 MWh nel caso di tre motori, pari a 7.242 MWh nel caso di due motori. Si ha quindi un risparmio sul consumo di energia primaria e sulle emissioni.

Rispetto al parco nazionale, si sono assunti i seguenti dati attribuibili alla miglior tecnologia disponibile per la produzione elettrica non rinnovabile: un impianto combinato.

Tabella 26 Il sistema elettrico sostituito (Bottio, 2008)

TENSIONE IMMISSIONE	η centrale sostituita	Perdite evitate sulla rete	Consumi energia primaria [kWh _p /kWh _e]	Emissioni [g/kWh _e]
AT	0,525	6,5%	1,905	385
MT	0,525	3,7%	1,962	396
BT	0,525	2,2%	1,992	402

La gran parte del carico elettrico che le industrie attualmente prelevano dalla rete è in media tensione, perciò per il calcolo dell'energia primaria ed emissioni si prendono in considerazione i valori tabulati per la MT.

$$E_p = E_{el} * 1,962 = 18.995 \text{ MWh}$$

$$Emissioni_{CO_2} = 4.000 \text{ t}$$

Ciò significa che la nuova rete di teleriscaldamento permette a livello nazionale un risparmio di consumo di gas pari a 1,98 Mmc per la produzione elettrica.

Nel caso di due motori cogenerativi risulta

$$E_p = E_{el} * 1,962 = 13.793 \text{ MWh}$$

$$Emissioni_{CO_2} = 2.911 \text{ t}$$

Ciò significa che la nuova rete di teleriscaldamento permette a livello nazionale un risparmio di consumo di gas pari a 1,44 Mmc per la produzione elettrica.

4.4.4 Il bilancio energetico del sistema creato

Una volta calcolati i valori di energia primaria risparmiata e di emissioni di anidride carbonica evitate, sia per le nuove tecnologie da installare, sia per quelle esistenti e quindi sostituite, si può procedere al bilancio energetico. Esso consiste nel confrontare i valori stimati per il futuro a quelli odierni e vederne la differenza.

Il bilancio lato energia primaria è il seguente:

$$E_{sts} + E_{sfs} + E_{s'es} = E_{MCI} + E_{aus,MCI} + E_{pomp} + E_{aus,f}$$

Dove:

- E_{sts} è l'energia primaria riferita al sistema termico sostituito;
- E_{sfs} è l'energia primaria riferita al sistema frigorifero sostituito;
- $E_{s'es}$ è l'energia primaria riferita al sistema elettrico sostituito;
- E_{MCI} è l'energia primaria riferita al funzionamento del gruppo di motori cogenerativi;
- $E_{aus,MCI}$ è l'energia primaria riferita agli ausiliari necessari al funzionamento del gruppo;
- E_{pomp} è l'energia primaria riferita al sistema di pompaggio della rete TLR;
- $E_{aus,frigo}$ è l'energia primaria riferita agli ausiliari necessari al funzionamento dei gruppi frigo.

Lo stesso bilancio può essere scritto per le emissioni evitate di anidride carbonica.

4.4.5 I risultati ottenuti

L'energia elettrica necessaria agli ausiliari degli MCI, alle pompe del teleriscaldamento e ai gruppi ad assorbimento è stata sottratta alla produzione del gruppo cogenerativo in ottica di autoconsumo, perciò il bilancio si semplifica in quanto gli ultimi tre termini sono inglobati nel precedente.

Il calcolo è stato eseguito per le due soluzioni proposte:

- Tre motori cogenerativi di taglia pari a 300 kW, 600 kW e 1200 kW;
- Due motori cogenerativi di taglia pari a 300 kW e 1200 kW.

Di seguito si riportano i risultati ottenuti nei due casi.

Tabella 27 Risultati ottenuti

Numero motori	Due	Tre
Risparmio annuo di energia primaria [MWh_p/a]	3.092	3.824
Emissioni evitate di CO₂ [t/a]	727	921
Gas non combusto [m³/a]	1.353.291	654.605
tep equivalenti risparmiati [tep/a]	1.116	540

I dati ottenuti dal modello evidenziano una riduzione delle emissioni di anidride carbonica per la zona considerata rispettivamente del 16,19% e del 15,26%.

Dal confronto dei risultati ottenuti nelle due soluzioni si osserva che l'installazione di tre motori è più conveniente. Questo perché il carico termico che si soddisfa mediante la rete di teleriscaldamento (riscaldamento, ACS, raffrescamento) è abbastanza elevato. Il contributo del Cash & Carry, che necessita di freddo tutto l'anno, permette di sollevare lo sfruttamento del calore prodotto in estate e quindi aumentare la convenienza del terzo motore cogenerativo. Installare una potenza superiore di motori cogenerativi permetterebbe una maggiore produzione di energia, sia elettrica che termica, ma comporterebbe un grande spreco di energia termica non necessaria. In ogni caso, si evince che è maggiormente conveniente dal punto di vista ambientale seguire il carico termico piuttosto che quello elettrico, andando a comprare dalla rete l'energia elettrica mancante. Questa scelta verrà confermata anche dall'analisi economica, come si vedrà successivamente.

4.5 Analisi economica

L'argomento trattato in questo capitolo riguarda il bilancio economico semplificato del progetto, con lo scopo di valutare il tempo di recupero dell'investimento, ed il profitto. Anche l'analisi economica si è rivelata complessa, a causa di numerosi termini non di scelta univoca da prendere in considerazione. Innanzitutto bisogna distinguere tra:

- Costi fissi: comprendono le spese per la costruzione della rete, dell'acquisto dei motori cogenerativi e dei gruppi ad assorbimento, delle caldaie ausiliarie e delle pompe per le sottostazioni. Senza dimenticare gli ausiliari ed eventuali oneri di progettazione.
- Costi variabili: comprensivi di spese manutentive, per il personale, l'acquisto di calore dalle fonti esterne e dell'energia elettrica dalla rete.

- Introiti: derivano dall'acquisto di energia elettrica e termica dal gruppo cogenerativo in sostituzione alla rete nazionale ed al metano. Si tratta quindi di un risparmio sull'acquisto dell'energia primaria.

4.5.1 Costi fissi

I costi delle tubature e per l'opera di posa sono superiori di 1,5-3 volte a quelli delle tubature del gas di analogo diametro:

Tabella 28 Costo specifico tubazioni

D [mm]	[€/m]
25	114
50	145
100	415
150	517
200	620
250	700
300	775
350	930

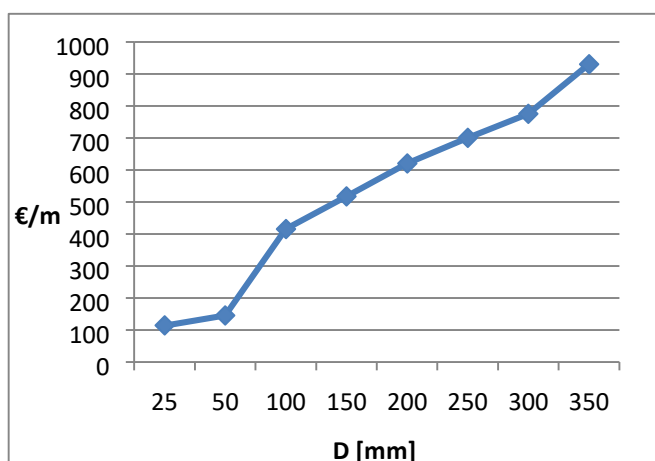


Figura 38 Costo medio della tubazione (Mazza, 2005)

Il costo completo per metro tiene conto di taglio, demolizione della pavimentazione stradale, scavo, trasporto in discarica del materiale, armatura di scavo, fornitura e posa delle tubazioni (doppio tubo), rinfranco e ripristino con sabbia, rinterro e ripristino della pavimentazione stradale. Nel caso la tubatura venga posata in fiume queste spese verrebbero ridotte, ma non è il caso in esame.

La durata delle tubature è stimata intorno ai 30 anni.

Stimando una lunghezza della dorsale di circa 800 metri, da Viotto/Omim a Cash and Carry, e un diametro della tubatura di 150 mm, il costo pari a 0,41 M€. Poiché le utenze si trovano in prossimità di Via Kennedy è possibile stimare la lunghezza delle sette diramazioni in circa 150 metri, con tubazioni di diametro di 50 mm, per un costo di 21.750 €. Il costo totale della rete risulta di circa 0,44 M€.

Per quanto riguarda i motori a combustione interna ai fini cogenerativi si stima un costo di acquisto pari a 550€ per kW elettrico installato. (Rossi, 2014)

Tabella 29 Costo MCI

MCI	Costo (M€)
1	0,165
2	0,330
3	0,660

Per quanto riguarda le sottostazioni d'utenza si sono utilizzati i dati tratti da un catalogo di HERA.

Tabella 30 Costo sottostazioni d'utenza (IMOLA, s.d.)

1° scambiatore Potenza [kW]	Costo [€]	2° scambiatore Potenza [kW]	Costo [€]
<50	7.500	<80	1.300
50-120	11.400	80-100	2.500
120-150	14.400	100-120	3.400
150-180	15.900	120-150	3.800
180-240	17.500	150-180	4.500
240-300	20.000	180-240	5.300
300-350	23.000	240-300	6.800
350-400	25.900	300-350	8.800
400-470	28.700	350-400	10.000
470-530	32.200	400-470	11.400
530-580	35.700	470-530	13.000
580-640	39.200	530-580	15.000
640-700	42.700	580-640	15.200
700-820	46.200	640-700	17.800
820-930	49.600		

930-1.050	53.800		
1.050-1.200	57.300		
1.200-1.300	61.500		
1.300-1.450	65.000		

Per semplicità per ogni utenza è stata disposta una sola sottostazione, dal momento che solo le utenze domestiche potrebbero essere interessate a richiedere il doppio allacciamento. In base alla potenza di picco è stata decisa la taglia dello scambiatore.

La potenza di picco di ciascuna azienda è stata calcolata proporzionalmente alla domanda termica da essa richiesta nel mese con il carico maggiore, cioè gennaio.

Si sono quindi scelte le potenze degli scambiatori da installare presso Lafert, Drahtzug, Pfauler, le due sedi di Viotto, Cash and Carry e Tamai&Minetto. Il carico richiesto dall'altro artigiano nell'area considerata è lo 0,05% del totale, troppo poco per risultare conveniente dal punto di vista economico.

Il costo totale stimato per le sottostazioni di utenza è di circa 0,31 M€.

Il costo delle sottostazioni d'utenza in questo caso viene considerato tra i costi fissi della rete, tuttavia gli accordi tra gestori ed utente variano a seconda della compagnia distributrice: in genere lo scambiatore appartiene a quest'ultimo, e con esso le spese di manutenzione almeno per il circuito primario, ma ci sono casi in cui l'utilizzatore ottiene in comodato d'uso la stazione, o la può comprare dopo alcuni anni.

Un altro costo fisso è legato alla realizzazione della linea elettrica in MT che trasporti l'energia dalla stazione di produzione alle utenze.

Stimando la lunghezza della linea in circa 800 metri, come la linea del teleriscaldamento, e optando per una linea in cavo sotterranea in alluminio, 185 mm², su strada asfaltata con riempimento in inerti naturali e ripristini, avente un costo di 90.000 €/km, risulta una spesa pari a 720.000 €. A questi si aggiungono i costi relativi alle sottostazioni, all'allestimento delle cabine, ai dispositivi di sezionamento e a tutti gli elementi necessari, stimabili in 50.000 €.

Il costo di posa della linea in cavo sotterranea può essere notevolmente ridotta se si opta per la realizzazione simultanea e lungo lo stesso tracciato rispetto alle tubazioni di TLR, in quanto i costi di scavo e ripristino sarebbe unici per entrambe le linee.

I restanti costi fissi riguardano: sistema di pompaggio e relative sottostazioni, le caldaie integrative a gas e i gruppi ad assorbimento.

Tabella 31 Costi specifici impiantistici

Costo specifico gruppi ad assorbimento [€/MW]	200.000
Costo caldaie integrative [€/MW]	100.000
Costo pompe [€/kW]	20

La potenza di picco massimo richiesta dal carico frigo è di 1,6 MW. Comporta l'installazione di più gruppi ad assorbimento, presso le varie utenze, per un totale di circa 0,32 M€.

La potenza di picco che le caldaie integrative e di riserva dovrebbero sostenere in caso di malfunzionamento dei gruppi cogenerativi, maggiorata del 10% per ragioni cautelative, è di circa 8 MW. Tuttavia risulta non necessario prevedere l'acquisto e l'installazione di nuove caldaie se si ragiona nell'ottica di utilizzare nei casi di emergenza i sistemi già installati presso le utenze attualmente.

La potenza di picco della rete di teleriscaldamento è di 7,2 MW, che comporta una spesa per le pompe di ricircolo di circa 0,14 M€.

Altri costi fissi riguardano gli oneri di progettazione e previdenziali, stimati del 7% e del 4% del costo complessivo e la spesa per gli allacciamenti idraulici ed elettronici posta al 15% e 10%. Si registra, quindi, un aumento del 36% del costo complessivo.

Nell'investimento iniziale I_0 , quindi, sono stati inseriti gli esborsi monetari dovuti alla posa della rete, alle sottostazioni d'utenza, ai gruppi d'assorbimento, alle caldaie di integrazione e riserva più le spese aggiuntive progettuali e per i collegamenti.

Tabella 32 Componenti costo d'investimento

Voci di investimento	€
Costo tubature e posa TLR	435.350
Costo sottostazioni	312.168
Costo gruppo assorbimento	320.000
Costo pompe e sotto centrali pompaggio	144.000
Oneri e spese allacciamento	440.000
Totale costi fissi	1.647.665

Anche nell'analisi economica si è deciso di operare il confronto tra l'installazione di due e tre motori cogenerativi. Si riportano di seguito i costi fissi complessivi dell'investimento.

Tabella 33 Costi fissi totali MCI

Soluzione	Costo installazione [€]	Costo totale I_0 [M€]
Due motori	825.000	2,59
Tre motori	1.125.000	2,92

4.5.2 I costi variabili

I costi variabili, a scadenza annuale, sostenuti dal sistema rete tengono presente di manutenzione, costo del personale e acquisto combustibile per sostenere la produzione da parte del gruppo

cogenerativo. La manutenzione non serve per i tubi coibentati ma è necessaria per le sottostazioni, i gruppi ad assorbimento e le eventuali caldaie integrative.

In primis si tiene conto del gas metano utilizzato come combustibile per il gruppo cogenerativo. Anche qui si prende come riferimento un prezzo di 0,4 €/mc, valore medio dei prezzi raccolti dalle industrie della zona. Produrre 1 MWh con caldaie integrative a gas ($\eta = 0,9$) costa circa 41 €. Essendo alimentato da un gruppo cogenerativo, il prezzo può essere ancora inferiore, a seconda degli accordi. Come indice si può prendere il valore di produzione del MWh utilizzando gas per usi industriali comprato defiscalizzato, ovvero 28-30 €/MWh. (IC46, 2013) Nel seguito si farà riferimento a 0,4 €/mc, prezzo medio di acquisto allo stato attuale del gas da parte delle industrie sandonatese. Un prezzo minore del gas porterebbe solo ad ulteriori vantaggi economici. Si deve tener presente che gran parte del calore che alimenta la rete di teleriscaldamento non è dedicato ad essa, ma è calore di scarto dei motori cogenerativi. Può quindi essere visto come energia termica gratuita messa a disposizione della rete.

Il costo annuale del gas metano risulta di 0,78 M€ con due motori e di 1,06 M€ con tre motori.

I costi di manutenzione dei motori cogenerativi sono stimati in 12 € all'ora di funzionamento. Considerando le due diverse soluzioni e le ore esatte di funzionamento dei singoli motori risulta un costo annuo di 0,14 M€ con due motori e 0,19 M€ con tre motori.

Nella seguente tabella si riassumono i valori appena discussi.

Tabella 34 Costi variabili MCI

	Due motori [M€]	Tre motori [M€]
Gas da comprare	0,78	1,06
Manutenzione MCI	0,14	0,19
Totale	0,92	1,25

Lato utenze, è opportuno valutare il nuovo dispendio economico necessario per completare il fabbisogno energetico non coperto dalla rete.

Per quando riguarda l'energia termica bisogna tener conto che non tutto il fabbisogno riesce ad essere soddisfatto dalla rete di teleriscaldamento. Le utenze dovranno perciò provvedere alla copertura dei picchi mediante le caldaie installate presso i propri siti. L'energia termica annuale mancante risulta pari a 3.154 MWh con due motori e a 1.337 MWh con tre motori. Con un costo del metano in media pari a 0,4 €/kWh corrisponde una spesa pari a 1,2 M€ con due motori e 0,5 M€ con tre motori.

Similmente, per quanto riguarda l'energia elettrica si deve tener conto che non tutto il fabbisogno riesce ad essere soddisfatto dal gruppo cogenerativo. Le utenze dovranno perciò alla copertura dei picchi acquistando energia dalla rete nazionale. La quota annuale mancante risulta pari a 6.247 MWh con due motori e 3.537 MWh con tre motori. Con un costo dell'energia elettrica in media pari a 170 €/MWh corrisponde ad una spesa pari a 1,06 M€ con due motori e 0,6 M€ con tre motori.

Tabella 35 Costi variabili energia MCI

	Due motori [M€]	Tre motori [M€]
EE	1,06	0,6
ET	1,2	0,5
Totale	2,26	1,1

Confrontando le spese annue con quelle sostenute dalle aziende ad oggi, si osserva un risparmio di denaro dovuto alla produzione combinata di energia elettrica e termica.

Con due motori si ha un risparmio annuo di circa 0,89 M€, non molto elevato ma che permette valutazioni successive. Con tre motori, invece, si ha un risparmio di 2,08 M€, che rende interessante l'intero progetto.

Questo primo confronto tra i risparmi evidenzia una minor convenienza della soluzione con soli due motori, seguendo e confermando le indicazioni desunte dall'analisi energetica.

4.5.3 La remunerazione

Per quanto riguarda i ricavi, questi derivano dalla vendita dell'energia elettrica e del calore alle utenze.

In prima approssimazione l'intero ammontare del risparmio può essere visto come ricavo da destinarsi alla copertura dell'investimento. Una scelta di questo genere consterebbe nell'imporre una tariffa per l'acquisto di energia elettrica e termica dal gruppo cogenerativo, che mantenga invariata la spesa da parte delle utenze. Ciò permetterebbe di avere tempi di rientro molto rapidi a discapito di un risparmio nullo all'occhio delle utenze nei primi anni.

Un'altra soluzione consta nell'imporre delle tariffe agevolate ad un prezzo inferiore rispetto a quello della situazione odierna. Il totale costo per l'acquisto di gas naturale può essere ripartito tra le due forme di energia ottenute: produzione primaria di energia elettrica e recupero di energia termica. Suddividendo proporzionalmente all'energie utile ed effettivamente consumabile, al netto degli autoconsumi, risulta un costo di 34 €/MWh per l'energia elettrica e di 26 €/MWh per l'energia termica.

L'energia elettrica può essere acquistata dal cogeneratore ad un valore compreso tra quello di produzione (34 €/MWh) e quello di acquisto dalla rete nazionale (170 €/MWh). Essendo la rete pensata a solo servizio delle industrie della zona, si può stimare un prezzo di 130 €/MWh per i primi anni, a scendere una volta rientrati dell'investimento.

Per l'energia termica il prezzo varia a seconda del contratto che l'utenza stipula con il venditore e della zona geografica in cui viene costruita la rete (quindi anche dal sistema termico sostituito). Affinché sia vantaggioso il prezzo deve essere inferiore al costo di 1 MWh prodotto tradizionalmente. Dai dati relativi all'acquisto del gas metano raccolti questo valore si aggira

attorno ai 50 € /MWh. Per semplicità di calcolo, come tariffa univoca si è mantenuto 50 €/MWh dal momento che gran parte del calore immesso nella rete è recuperato dal cogeneratore.

4.5.4 I parametri economici

L'orizzonte temporale scelto per l'analisi economica è di $j = 25$ anni, in modo da contenere la vita presunta delle tubature. Il calcolo del valore attuale netto è stato implementato con tre tassi di sconto diversi, pari al 4%, 5%, 6%.

Nelle uscite annuali A_j sono stati inseriti invece i costi relativi a calore ed energia elettrica, più le spese manutentive per gruppi ad assorbimento, le caldaie e il costo del personale

Nelle valutazioni si è considerato che tutte le utenze individuate si allaccino al primo anno, mandando la rete subito a regime.

Per quanto riguarda le entrate annuali D_j , queste sono date dalla vendita di energia elettrica e termica all'utenza. I principali indicatori economici utilizzati sono:

- Valore Attuale Netto

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{D_j - A_j}{(i + 1)^j}$$

Permette di valutare la remunerazione finale dell'investimento, attualizzandola nel tempo, attraverso un tasso di sconto basso, dato che si tratta un orizzonte temporale piuttosto lungo;

- Pay Back

$$PB = \frac{I_0}{\sum \frac{D_j - A_j}{n}}$$

Il Pay Back semplice è un indice che permette un modo semplice di valutare il rischio di un investimento. Dividendo l'investimento per i ricavi annuali ottiene il tempo, espresso in anni, necessario per rientrare dell'investimento compiuto.

Il Pay back attualizzato tiene invece presente del fattore di attualizzazione, e quindi si divide l'investimento iniziale per la media dei flussi di cassa attualizzati.

- TIR

$$-I_0 + \sum \frac{D_j - A_j}{(TIR + 1)^j} = 0$$

Il Tasso Interno di Reddittività rappresenta il tasso di sconto che, al termine del 20° anno, annulla il VAN. In altre parole è quel tasso che permette di eguagliare ricavi e spese scontati. Maggiore è la differenza tra il tasso interno di redditività e il costo del denaro, più redditizio è l'investimento. Deve, quindi, risultare $i < TIR$, altrimenti non si ha un guadagno.

- IP

$$IP = \frac{VAN}{I_0}$$

Infine l'indice di profitto permette di capire quanto si riesce a ricavare da un progetto in relazione all'investimento iniziale, legando il VAN, che è un'indicazione assoluta, con l'investimento I_0 . Si preferisce infatti a parità di valori attuali netti un progetto che abbia un esborso iniziale minore.

4.5.5 Analisi economica con confronto tra le due soluzioni

Nel caso in esame si è scelto di non prevedere l'installazione di nuove caldaie di integrazione e di riserva, andando a sfruttare le tecnologie già presenti presso le utenze e riducendo l'esborso iniziale.

Di seguito il confronto tra i flussi di cassa non attualizzati delle due soluzioni studiate.

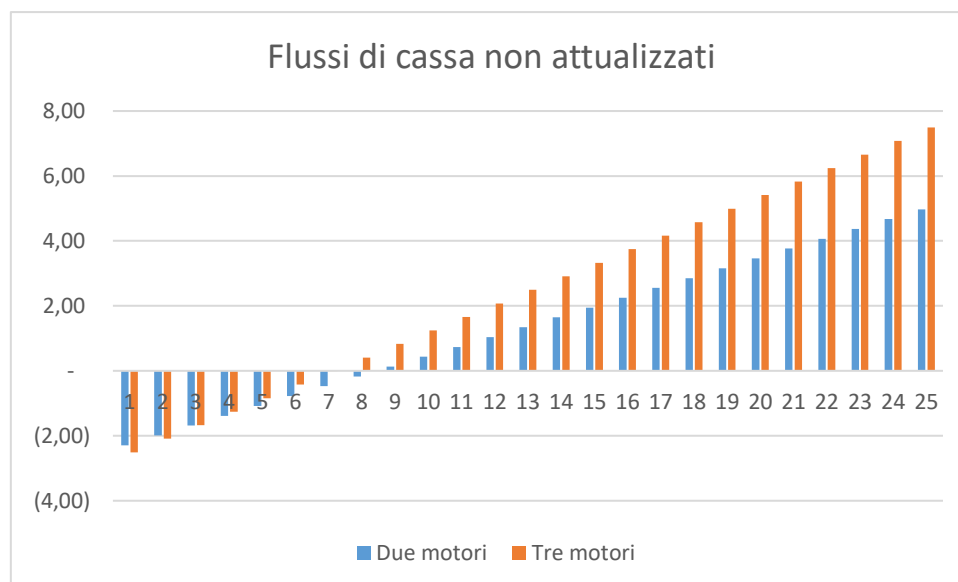


Figura 39 Confronto flussi di cassa non attualizzati delle due soluzioni [M€/anno]

Si nota come, sebbene l'investimento iniziale sia più consistente, la maggiore differenza tra uscite ed entrate annuali comporta guadagni molto più consistenti al 25esimo anno con la soluzione a tre motori.

Nel grafico successivo si riportano i flussi di cassa della soluzione con due motori con tasso di interesse pari a $i_1=4\%$, $i_2=5\%$, $i_3=6\%$.

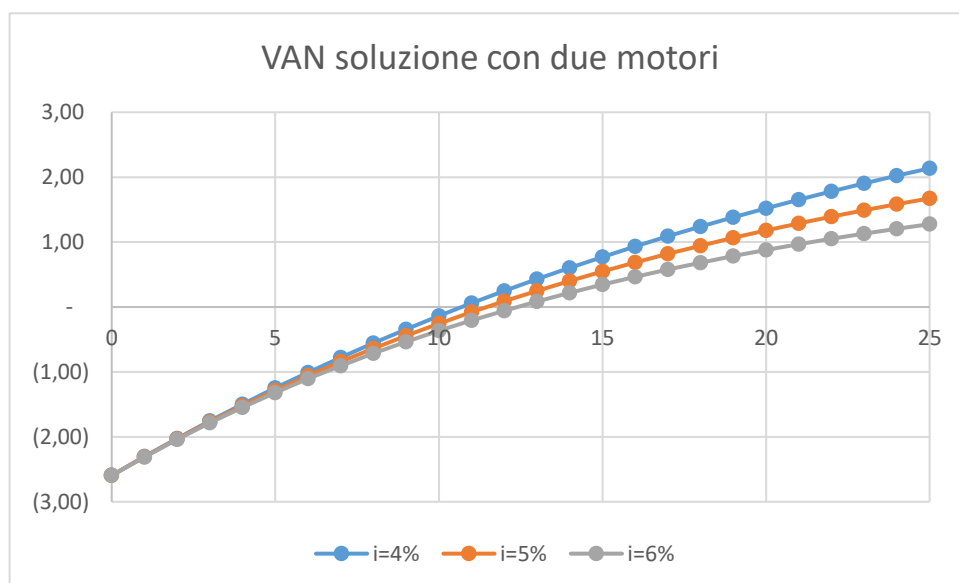


Figura 40 Flussi di cassa attualizzati soluzione con due motori [M€/anno]

Nel grafico successivo si riportano i flussi di cassa della soluzione con tre motori con tasso di interesse pari a $i_1=4\%$, $i_2=5\%$, $i_3=6\%$.

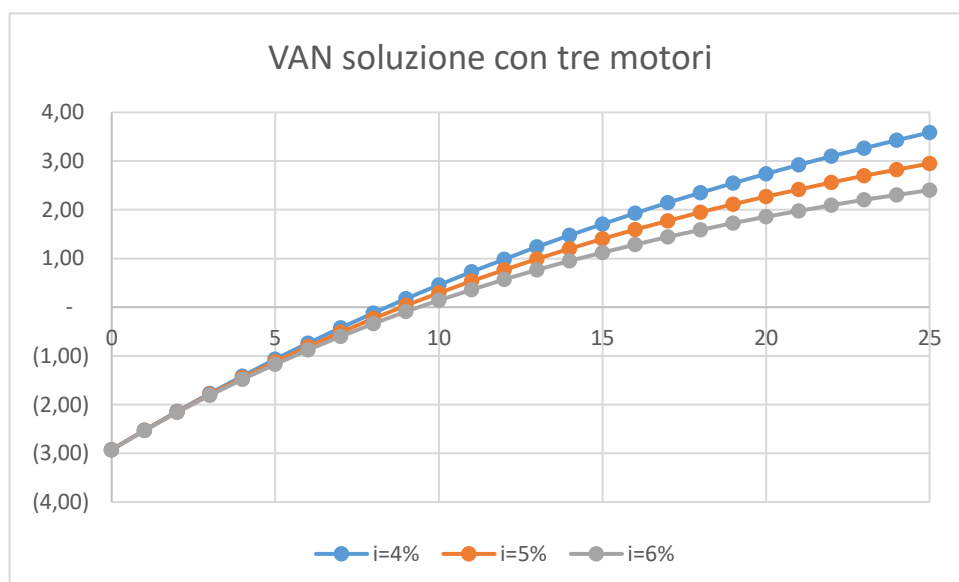


Figura 41 Flussi di cassa attualizzati con tre motori [M€/anno]

Si riportano di seguito i principali parametri economici calcolati con $i=5\%$.

Tabella 36 Principali parametri economici calcolati con $i=5\%$

Parametro	Due motori	Tre motori
TIR	9%	7%
PB [anni]	8,6	7
PB attualizzato [anni]	12	9
IP	0,64	1,01
VAN [M€]	1,67	2,95

Il tempo di ritorno attualizzato, individuato nel grafico come il punto in cui la curva dei flussi scontati interseca l'asse delle ascisse, è di 15-16 anni, valore plausibile per un investimento del genere, e come detto in precedenza il TIR è superiore ai tre valori ipotizzati di tasso di sconto.

4.5.6 Il risparmio economico

Per garantire il rientro economico dell'investimento compiuto si è supposto che le utenze comprino l'energia termica e l'energia termica dal gruppo cogenerativo.

Per quanto riguarda l'energia elettrica si è stimato un prezzo di 130 €/MWh, inferiore al prezzo medio di acquisto dalla rete nazionale, pari a 170 €/MWh.

Il minor costo comporta per le industrie un risparmio derivante dal solo allaccio alla nuova rete di zona. Il totale risparmio è stato calcolato moltiplicando l'energia fornita dal gruppo cogenerativo per la differenza di prezzo, cioè 40 €/MWh, e poi è stato ripartito alle industrie proporzionalmente alle quote di energia consumata.

Di seguito si riporta il risparmio conseguito in € e la percentuale rispetto alle bollette del 2015.

Tabella 37 Risparmio economico conseguito con le due soluzioni [€]

Azienda	Risparmio con 2 MCI	%	Risparmio con 3 MCI	%
Lafert	75.312	13,98	103.496	19,22
Drahtzug	101.381	13,85	139.321	19,04
Pfauler	81.105	14,25	111.457	19,59
Viotto	31.863	13,85	43.787	19,04

Risulta quindi un risparmio di circa il 14% nella soluzione con due motori e di circa il 20% nella soluzione con tre motori, derivante solo dall'allaccio alla nuova rete, senza nessun costo da sostenere.

Per quanto riguarda l'energia termica, invece, si è supposto di mantenere una tariffa equivalente al costo medio sostenuto oggi dalle industrie, perciò non risulta nessun risparmio.

Oltre alle grandi industrie si è considerata nel progetto anche l'azienda Tamai e Minetto. Essendo una realtà minore, a livello artigianale, il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete risulta maggiore e pari a 236 €/MWh, il costo dell'acquisto di energia termica risulta di 56 €/MWh.

Il risparmio conseguente all'allaccio sarà quindi, in percentuale, maggiore.

Risulta un risparmio di 7870 €, pari al 47% delle bollette del 2015 lato energia elettrica e di 242 €, pari al 10% delle bollette 2015 lato energia termica.

5. Fotovoltaico

In seguito all'analisi energetica svolta prevedendo l'installazione di un gruppo cogenerativo composto da tre motori a combustione interna, è emerso che il fabbisogno elettrico dell'intera zona non è completamente coperto. Risulta non soddisfatto un carico di circa 3.500 MWh annui.

Vista la superficie disponibile sulla copertura dei capannoni individuati come centrale energetica, si è scelto di valutare la redditività derivante dall'installazione di un impianto fotovoltaico.

La superficie disponibile è stata stimata, per difetto, pari a 4.500 mq. Per tenere conto dello spazio occupato dagli elementi necessari all'impianto ed essere maggiormente cautelativi, si è considerata un'area di 4.400 mq.

5.1 Dati

L'impianto valutato è situato nella zona industriale di San Donà di Piave. Dal calcolatore online messo a disposizione da ENEA (Enea, s.d.), si ottiene che la radiazione solare globale annua su superficie orizzontale, alle coordinate del capannone individuato, orientata a sud, senza ostacoli, è di 1.363 kWh/mq anno.

Per il calcolo sono stati utilizzati i seguenti dati di input.

Tabella 38 Dati per il calcolo della radiazione solare globale annua

Latitudine	45.624711
Longitudine	12.596492
Azimut	0°
Inclinazione rispetto al piano orizz.	0°
Coeff. di riflessione suolo	0,2
Ostacoli	No

5.2 Produzione energetica

L'inclinazione ideali dei moduli fotovoltaici, per la massimizzazione annuale della produzione elettrica, alla nostra latitudine, è di 30°. Per riportare la radiazione sulla superficie inclinata si è usato un coefficiente di trasposizione, ottenuto dalla seguente tabella.

INCLINAZIONE	ORIENTAMENTO				
	0° (sud)	±15°	±30°	±45°	±90° (est, ovest)
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	1,07	1,06	1,06	1,04	0,99
15°	1,09	1,09	1,07	1,06	0,98
20°	1,11	1,10	1,09	1,07	0,96
30°	1,13	1,12	1,10	1,07	0,93
40°	1,12	1,11	1,09	1,05	0,89
50°	1,09	1,08	1,05	1,02	0,83
60°	1,03	0,99	0,96	0,93	0,77
70°	0,95	0,95	0,93	0,89	0,71
90°	0,74	0,74	0,73	0,72	0,57

Figura 42 Valori del coefficiente di trasposizione

Risulta, per orientamento a sud e inclinazione di 30° rispetto all'orizzontale, un coefficiente di trasposizione di 1,13.

La radiazione solare globale media mensile sulla superficie così inclinata risulta di 1.540 kWh/mq anno.

Non tutta la superficie del tetto potrà essere coperta di pannelli, in quanto un posizionamento troppo ravvicinato comporterebbe l'ombreggiamento di una fila sulla successiva.

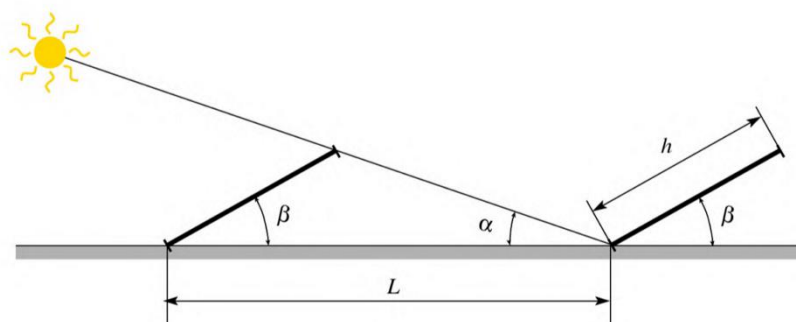


Figura 43 Rappresentazione angoli per il calcolo della distanza minima di due file successive di pannelli fotovoltaici (Comini & Savino)

Anche in assenza di altro genere di ostruzione, infatti, occorre almeno tener conto del fatto che i moduli fotovoltaici sono disposti a file parallele sui tetti piani. Mentre la prima fila viene irraggiata integralmente, è difficile evitare che, con il Sole basso, le fila successive siano più o meno ombreggiate da quelle antistanti. La regola empirica è quella di distanziare sufficientemente tra loro le fila, in modo da garantire sempre lo sfruttamento di un'altezza del Sole minima prefissata. Con riferimento alla figura precedente, dove l'angolo di inclinazione dei pannelli è $\beta=30^\circ$, una scelta ragionevole può essere quella di prefissare l'altezza minima sfruttabile del Sole ad $\alpha=25^\circ$ e determinare di conseguenza il rapporto tra distanza alla base L e lunghezza del pannello h.

$$\frac{L}{h} = \cos\beta + \frac{\sin\beta}{\tan\alpha}$$

Risulta un rapporto pari a 1,9. Il che significa che la totale superficie di pannelli fotovoltaici risulta pari a 0,45 della totale superficie del tetto, cioè circa 2.300 mq.

Si sono considerati dei pannelli fotovoltaici al silicio policristallino, aventi un rendimento del 14%. Sulla superficie disponibile si è considerato di installare 1.430 moduli di potenza di picco pari a 210 W, per una potenza totale di 300 kWp.

L'energia ideale prodotta in queste condizioni risulta pari a 452,82 MWh annuali. Considerando un rendimento di BOS pari a 0,8, si ottiene una produzione annua di 362,25 MWh annuali.

Tabella 39 Parametri per il calcolo dell'energia elettrica reale prodotta

Potenza modulo	210 Wp
Rendimento modulo	14 %
Rendimento BOS	80 %
Potenza totale	300 kWp
EE ideale	452,82 MWh
EE reale	362,25 MWh

L'installazione dei pannelli fotovoltaici sul tetto dei capannoni copre potenzialmente circa il 10% dei 3.537 MWh di fabbisogno elettrico lasciato insoddisfatto dal gruppo cogenerativo.

Bisogna ora verificare le effettive ore di utilizzo diretto dell'energia così prodotta, andando a valutare la curva di carico dell'energia elettrica. Poiché la copertura della curva di carico non è mai totale da parte dei motori cogenerativi, se non per una decina di ore all'anno si può stimare in buona approssimazione che tutta l'energia prodotta mediante pannelli fotovoltaici venga utilizzata in loco e non immessa in rete per poi essere riacquistata secondo le tariffe definite dalla normativa definita dallo "Scambio sul posto".

L'energia primaria equivalente all'energia elettrica altrimenti prodotta è:

$$E_p = E_{el} * 1,962 = 711 \text{ MWh}$$

A cui corrisponde una quantità di emissioni di CO₂ evitate pari a:

$$Emissioni_{CO_2} = 286 \text{ t}$$

5.3 Analisi economica

Si valuta ora il tempo di recupero dell'investimento ed il profitto, distinguendo, come nell'analisi precedente, tra costi fissi, costi variabili e introiti.

- Costi fissi

I costi fissi sono rappresentati dall'acquisto dei pannelli fotovoltaici.

Come riferimento si è preso l'Audit Energetico fornito da Lafert Spa (Electra Italia, 2015), al termine del quale si stima la redditività di un impianto fotovoltaico da installare sul tetto dell'azienda. Nello studio si considera un costo dei pannelli pari a 1250 €/kWp. Allargando la ricerca e mediando con altri valori trovati in rete per i pannelli in questione si è scelto un valore di 1500 €/kWp. Essendo esso maggiore di quello di riferimento risulta ancor più restrittivo rispetto allo studio compiuto per conto di Lafert Spa. Risulta un costo complessivo di acquisto dei pannelli pari a 450.000 €.

- Costi variabili

I costi variabili, a scadenza annuale, tengono conto della manutenzione necessaria per mantenere l'impianto di anno in anno. Sempre usando come riferimento l'Audit Energetico fornito da Lafert Spa (Electra Italia, 2015), si è stimato un costo di 7€/kW installato. Risulta complessivamente un costo di 2.110 € all'anno.

- La remunerazione

Per quanto riguarda i ricavi, questi derivano dalla vendita dell'energia elettrica alle aziende.

In prima approssimazione l'intero ammontare del risparmio può essere visto come ricavo da destinarsi alla copertura dell'investimento. Una scelta di questo genere consterebbe nell'imporre una tariffa per l'acquisto di energia elettrica che mantenga invariata la spesa da parte delle utenze. Ciò permetterebbe di avere tempi di rientro molto rapidi a discapito di un risparmio nullo all'occhio delle utenze nei primi anni.

Un'altra soluzione consta nell'imporre delle tariffe agevolate ad un prezzo inferiore rispetto a quello della situazione odierna.

L'energia elettrica può essere acquistata dall'impianto ad un valore inferiore a quello di acquisto dalla rete nazionale (170 €/MWh). Essendo la rete pensata a solo servizio delle industrie della zona, si può stimare un prezzo di 130 €/MWh per i primi anni, a scendere una volta rientrati dell'investimento.

- I parametri economici

L'orizzonte temporale scelto per l'analisi economica è di $j = 20$ anni, tempo tipico per impianti di questo genere. Il calcolo del valore attuale netto è stato implementato con tre tassi di sconto, pari al 4%, 5%, 6%.

Nelle uscite annuali A_j sono stati inseriti invece i costi relativi all'energia elettrica, più le spese manutentive.

Per quanto riguarda le entrate annuali D_j , queste sono date dalla vendita di energia elettrica all'utenza. I principali indicatori economici utilizzati sono, come nell'analisi economica precedente, il Valore Attuale Netto, il Pay Back, il Tasso Interno di Reddittività e l'Indice di Profitto.

- I risultati

Di seguito il confronto tra i flussi di cassa non attualizzati delle due soluzioni studiate.

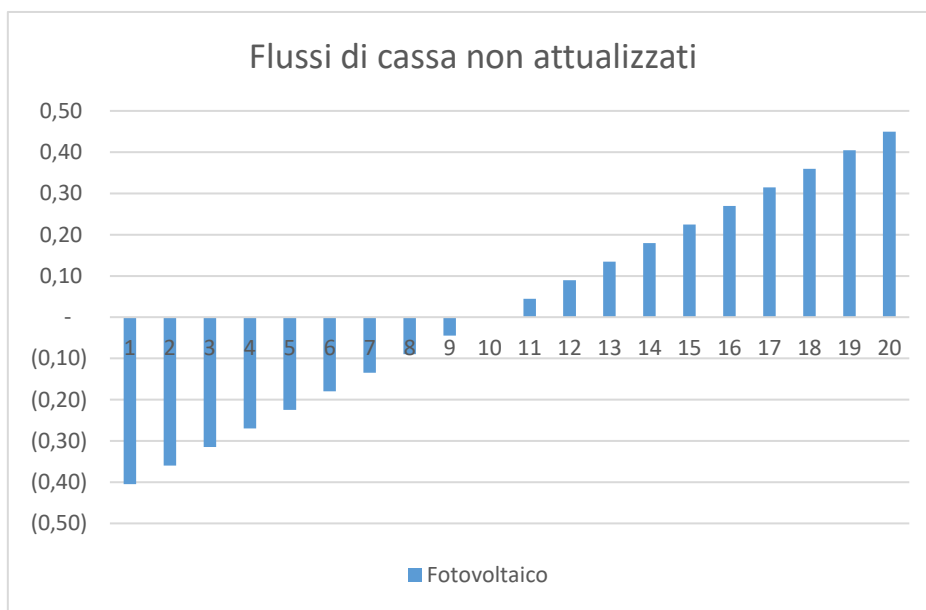


Figura 44 Flussi di cassa non attualizzati fotovoltaico [M€/anno]

Nei grafici successivi si riportano i flussi di cassa delle due soluzioni con tasso di interesse pari a $i_1=4\%$, $i_2=5\%$, $i_3=6\%$.

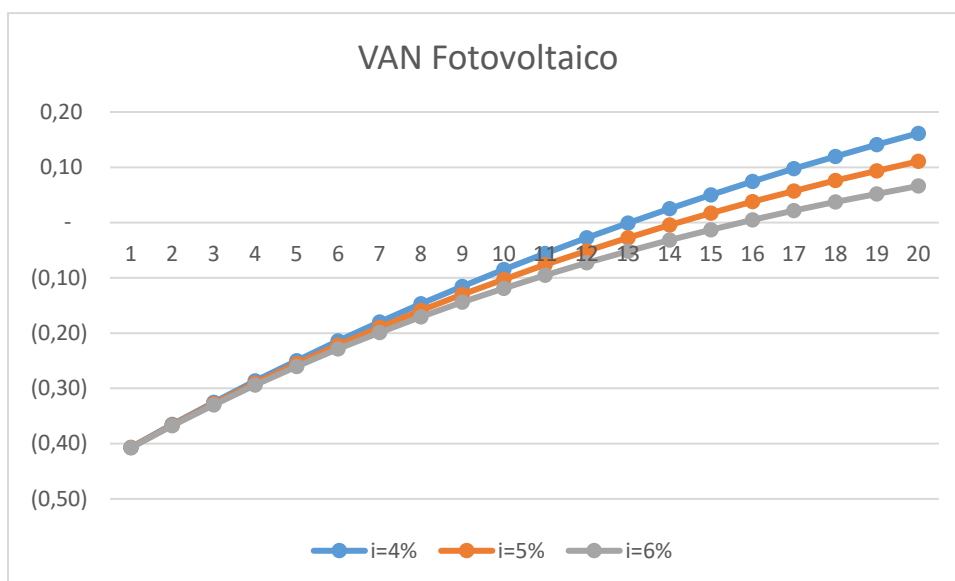


Figura 45 Flussi di cassa attualizzati fotovoltaico [M€/anno]

Si riportano di seguito i principali parametri economici calcolati con $i=5\%$.

Tabella 40 Principali parametri economici calcolati con $i=5\%$

Parametro	Fotovoltaico
TIR	8%
PB [anni]	10
PB attualizzato [anni]	16
IP	0,41
VAN [M€]	0,11

Il tempo di ritorno attualizzato, individuato nel grafico come il punto in cui la curva dei flussi scontati interseca l'asse delle ascisse, è di 15-16 anni, valore plausibile per un investimento del genere, e come detto in precedenza il TIR è superiore ai tre valori ipotizzati di tasso di sconto.

5.4 Il risparmio economico

Per garantire il rientro economico dell'investimento compiuto si è supposto che le utenze comprino l'energia elettrica dall'impianto fotovoltaico. Si è stimato un prezzo di 130 €/MWh, inferiore al prezzo medio di acquisto dalla rete nazionale, pari a 170 €/MWh.

Il minor costo comporta per le industrie un risparmio derivante dal solo allaccio alla nuova rete di zona. Il totale risparmio è stato calcolato moltiplicando l'energia fornita dall'impianto per la differenza di prezzo, cioè 40 €/MWh, e poi è stato ripartito alle industrie proporzionalmente alle quote di energia consumata.

Di seguito si riporta il risparmio conseguito in €.

Tabella 41 Risparmio economico conseguito [€]

Azienda	Risparmio con FV
Lafert	3.767
Drahtzug	5.072
Pfauler	4.057
Viotto	1.594

Risulta quindi un risparmio minimo, ma comunque utile poiché derivante solo dall'allaccio alla nuova rete, senza nessun costo da sostenere.

6. Illuminazione pubblica

Per approfondire maggiormente i consumi energetici dei quartieri analizzati, si è scelto di calcolare in modo quantitativo i probabili consumi di energia elettrica imputabili all'illuminazione pubblica. Ci si è affidati alle mappe fornite dal tecnico Giorgio Vanin e dal censimento compiuto dal comune nell'anno 2015.

La studio dell'impianto di illuminazione stradale, si è basato sulla valutazione dei seguenti punti:

- La posizione dei punti luce;
- Il tipo di lampada installata;
- Calcolo del fabbisogno elettrico in base alle ore di accensione del sistema di illuminazione;
- Valutare l'integrazione di fonti rinnovabili.

La gestione dell'illuminazione pubblica è uno dei primi interventi che alcune città hanno attuato in ottica Smart City. È infatti possibile ridurre drasticamente il consumo di energia elettrica cambiando le lampadine obsolete con quelle al sodio ad alta pressione o ancora meglio con la tecnologia LED. L'utilizzo di programmatori di accensione e gestori del flusso luminoso possono migliorare ulteriormente i risultati portando ad un sensibile risparmio annuo in termini monetari (una volta ammortizzate le spese) ma anche di energia primaria e di emissioni di anidride carbonica.





Figure 28 Quadranti della linea elettrica dell'area produttiva

6.1 Il numero dei punti luce

Il numero preciso dei punti luce installati lungo le due principali arterie dell'area produttiva, Via Kennedy e Via Maestri del Lavoro, può essere ricavato dalle mappe fornite dall'amministrazione comunale.

Sono qui riportati i tre quadranti entro cui è contenuta l'area produttiva, per la conta dei punti luce ed il riconoscimento delle sottostazioni elettriche cui fanno riferimento.

Si osserva che l'area a prevalenza industriale che si sviluppa lungo Via Kennedy è servita dalla sottostazione numero QC036, collocata all'incrocio tra l'arteria principale e via Ferrari, ad eccezione di due punti luce serviti dalla sottostazione numero QC075. L'area artigianale che si sviluppa lungo Via Maestri del Lavoro e racchiusa da Via Primavera e Via Trezza, invece, è totalmente servita dalla sottostazione numero QC037, collocata nella zona verde al centro dell'area stessa.

Si riporta di seguito il numero dei punti luce di ciascuna via, in riferimento alla sottostazione che li serve ed alla potenza installata.

Tabella 42 Riepilogo delle caratteristiche dei punti luce dell'area produttiva

Via	Numero p.l.	Sottostazione	Tipologia	Potenza [W]
Via Kennedy	70	036	Sodio ad alta pressione	250
Via Kennedy	9	036	Vapore di mercurio	125
Via Ferrari	11	036	Vapore di mercurio	125
Via Ferrari	15	036	Vapore di mercurio	250
Via Trezza	28	037	Sodio ad alta pressione	150
Via Maestri del Lavoro	39	037	Sodio ad alta pressione	150
Via Primavera	28	037	Sodio ad alta pressione	150

Grazie al confronto con la raccolta dati compiuta nell'anno 2015 si è potuto assegnare a ciascun punto luce la potenza della lampada installata.

Risulta la seguente quantità di lampade per tipologia installate.

Tabella 43 Lampade per tipologie installate

Tecnologia	Potenza	Numero p.l.
Vapori di mercurio	125	20
	250	15
Sodio ad alta pressione	150	95
	250	70

6.2 Il tipo di lampada installata

Generalmente le lampade utilizzate per l'illuminazione pubblica sono le seguenti:

- Lampada a vapore di mercurio ad alta pressione: sono le prime lampade a scarica con dimensioni ridotte e per questo motivo hanno avuto larga diffusione. Come per i tubi fluorescenti, anche in questo caso il bulbo deve essere rivestito internamente con materiali

fluorescenti. L'efficienza luminosa è abbastanza bassa, circa 60 lm/W. Possono essere impiegate per i luoghi in, cui è richiesta luce bianca, ad esempio aree commerciali o per ricambi in impianti esistenti;

- Lampade a sodio ad alta pressione: sono lampade che raggiungono elevate efficienze (130 lm/W) e vite utili (anche oltre 20.000 ore), a condizione però di evitare sbalzi di tensione oltre il 5%. Le dimensioni limitate e la possibilità di parzializzazione ne fanno la lampada ideale per l'illuminazione stradale;
- Lampada a vapore di ioduri metallici ad alta pressione: sono lampade a luce bianca con una buona resa dei colori, un'efficienza luminosa di 80-90 lm/W. Rispetto alle lampade a vapore di sodio ad alta pressione presentano inoltre una vita più ridotta (6.000- 8.000 ore) e sono difficili da parzializzare. Per questi motivi il loro impiego nell'illuminazione pubblica è di solito limitato ai monumenti;
- Led: sono lampade a luce bianca, simile all'emissione dei tubi fluorescenti, l'efficienza luminosa è dell'ordine di 72-100 lm/W. La vita utile è prevista fino a 100.000 ore. I costi, che dopo una fase di assestamento tecnologico dovrebbero scendere al livello dei tubi fluorescenti, non presentano un problema, in quanto con tali valori di longevità probabilmente saranno installate in apparecchi di illuminazione a perdere.

Come si evince dalla tabella precedente l'area di interesse è illuminata con lampade al sodio ad alta pressione e a vapore di mercurio. Esse sono presenti con potenze di 125 W, 150 W e 250 W a seconda della via e del luogo di installazione. Si prevede che in futuro l'illuminazione con lampade al sodio ad altra pressione, insieme a quelle a Led, prevarrà sulle altre tecnologie.

Di seguito si riportano i principali parametri delle lampade installate.

Tabella 44 Principali parametri delle lampade installate (Osram, s.d.)

Tecnologia	Potenza [W]	Consumo [W]	Flusso luminoso [lm]	Efficacia caratteristica della lampada[lm/W]
Vapori di mercurio	125	138	6.300	50
	250	275	13.000	52
Sodio ad alta pressione	150	168	17.500	115
	250	281	33.200	129

Per calcolare il consumo annuo bisogna poi stimare il numero di ore di accensione del sistema di illuminazione pubblica. Dal sito dell'autorità dell'energia elettrica è stata tratta la seguente tabella che segnala gli intervalli di accensione e spegnimento per la fascia geografica centrale delle regioni italiane, nella quale è compreso il Veneto.

Tabella 45 Intervalli di accensione e spegnimento dell'illuminazione pubblica in Veneto

Mese	Decade	Ora convenzionale di accensione	Ora convenzionale di spegnimento
Gennaio	1	17.05	7.55
	2	17.15	7.50
	3	17.25	7.45
Febbraio	1	17.40	7.35
	2	17.55	7.20
	3	18.10	7.05
Marzo	1	18.20	6.50
	2	18.35	6.30
	3	18.50	6.10
Aprile	1	20.05	6.50
	2	20.15	6.30
	3	20.30	6.10
Maggio	1	20.45	5.55
	2	20.55	5.40
	3	21.10	5.30
Giugno	1	21.20	5.20
	2	21.25	5.20
	3	21.30	5.20
Luglio	1	21.30	5.30
	2	21.20	5.40
	3	21.10	5.45
Agosto	1	20.55	6.00
	2	20.40	6.15
	3	20.20	6.30
Settembre	1	20.00	6.45
	2	19.40	6.55
	3	19.20	7.10
Ottobre	1	19.00	7.20
	2	18.40	7.35
	3	18.25	7.45
Novembre	1	17.10	7.00
	2	16.55	7.15
	3	16.50	7.25
Dicembre	1	16.50	7.40

	2	16.50	7.45
	3	16.55	7.55

Sommando i valori di accensione notturna, si ottengono approssimativamente 4140 ore di funzionamento annuali.

Sotto ipotesi che non vi sia regolazione di potenza, e che quindi le lampadine funzionino sempre al carico nominale, il fabbisogno annuo per il singolo punto luce sarà dato da:

$$Consumo\ annuo_{P.L.} = Potenza_{P.L.} \times h_{accensione\ annue}$$

In particolare per ciascuna e per la totalità delle lampade installate:

Tabella 46 Consumo annuo per ciascuna tipologia di lampada

Tecnologia	Potenza [kW]	Potenza lorda impianto [kW]	Consumo annuo [kWh/a]	Numero p.l.	Consumo annuo totale [kWh/a]
Vapori di mercurio	0,125	0,138	571	20	11.420
	0,250	0,275	1.139	15	17.085
Sodio ad alta pressione	0,150	0,168	696	95	66.120
	0,250	0,281	1.163	70	81.410

Il totale fabbisogno di energia elettrica per l'illuminazione pubblica risulta pari a 176.035 kWh anno.

Il carico potrebbe essere sostenuto dall'energia elettrica prodotta mediante il gruppo cogenerativo discusso nel Cap. 4 o mediante l'impianto proposto nel Cap. 5.

Ad oggi le due linee di illuminazione pubblica non sono vincolate al fornitore di energia. In futuro, probabilmente dal 2018, saranno interessate ad interventi di riqualificazione energetica con contratto di EPC. Ciò significa che la società che svolgerà tali interventi, li gestirà in modo integrato per un certo numero di anni per ammortizzare i costi di investimento. Tuttavia nel frattempo può risultare interessante valutare l'alimentazione di queste due linee mediante i gruppi cogenerativi.

Nell'ottica dell'alimentazione delle linee mediante l'energia prodotta dal cogeneratore, si può valutare il risparmio economico ottenibile. L'energia elettrica prodotta da cogeneratore può essere

comprata, come ipotizzato nei capitoli precedenti, a 0,13 €/kWh, mentre il costo medio dell'energia elettrica acquistata dalla rete è di 0,17 €/kWh.

Il valore totale dell'energia elettrica consumata dalle due linee è di 29.926 € se acquistata dalla rete, di 22.885 € se autoprodotta. Il risparmio annuo risulta pari a 7.041 €.

6.3 Interventi

Un primo intervento può consistere nella sostituzione delle lampade a vapore di mercurio con lampade al sodio ad alta pressione. A scapito di un consumo di energia poco superiore (da 571kWh/a a 696 kWh/a per le lampade da 150 W e da 1.139 kWh/a a 1.163 kWh/a per le lampade da 250 W) si ottiene un netto aumento della luminosità con vantaggi sul comfort della zona (quasi il triplo dei lumen). L'aumento di energia risulterebbe pari a 2.860 kWh/a, per un valore di 114 €, se autoprodotta.

Il costo delle lampade al sodio ad alta pressione è di circa 13€ per il modello da 150 W e di circa 16€ per il modello da 250W. Il costo totale delle lampade risulterebbe pari a 500€.

L'investimento complessivo, sia per l'acquisto delle lampade, che per il maggior consumo, risulterebbe pari a 614 €, al primo anno.

Tenendo fede all'intenzione di alimentare le linee con l'energia prodotta in loco, il risparmio ottenuto permette di far fronte all'investimento con un tempo di ritorno di un mese e mezzo. Restano quindi ampi margini per i costi di installazione e manutenzioni, qui non tenuti in conto.

Un secondo intervento, in linea con le politiche attuate dal Comune di San Donà negli ultimi mesi, può essere quello di sostituire la totalità delle lampade oggi installate con lampade a Led.

Le lampade a Led impiegano una potenza elettrica di circa il 40-50% inferiore rispetto alle lampade a vapore di mercurio e di circa il 20% rispetto a quelle al sodio ad alta pressione. La riduzione di potenza lorda, per ogni tipo di lampada oggi installata risulta:

Tabella 47 Consumo annuo per ciascuna tipologia di lampada

Potenza lorda Impianto vecchia [kW]	Potenza lorda Impianto Led [kW]	Consumo annuo [kWh/a]	Numero p.l.	Consumo annuo totale [kWh/a]
0,138	0,082	340	20	6.800
0,275	0,165	683	15	10,245
0,168	0,100	414	95	39.330
0,281	0,169	700	70	49.000

Il totale fabbisogno di energia elettrica per l'illuminazione pubblica risulta pari a 105.375 kWh anno.

Risulta quindi un risparmio energetico pari a 70.660 kWh.

L'energia primaria equivalente all'energia elettrica altrimenti prodotta è:

$$E_p = E_{el} * 1,962 = 139 MWh$$

Il risparmio economico derivante dalla sostituzione delle lampade e dal minor consumo, risulta pari a 12.012 €.

Nell'ottica dell'alimentazione delle linee mediante l'energia prodotta dal cogeneratore, si può valutare se l'investimento compiuto viene coperto dal minor costo dell'energia. L'energia elettrica prodotta da cogeneratore può essere comprata, come ipotizzato nei capitoli precedenti, a 0,13 €/kWh, mentre il costo medio dell'energia elettrica acquistata dalla rete è di 0,17 €/kWh.

Il valore totale dell'energia elettrica consumata dalle due linee è di 17.913 € se acquistata dalla rete, di 13.698 € se autoprodotta. Il risparmio annuo risulta pari a 4.214 €.

Il risparmio complessivo, sia per la minor potenza installata, sia per l'uso di energia elettrica autoprodotta, risulta pari a 16.226 €.

Il costo medio di una lampada Led da circa 100 W sul mercato odierno è di circa 200 € (microlight.it, s.d.) (Ecomaa Lighting). Sostituendo la totalità delle lampade si ottiene un investimento di circa 40.000 €, avente un tempo di pay back, con il risparmio calcolato, di 2,5 anni. Tempo di ritorno abbastanza breve da confermare anche dal punto di vista economico la bontà dell'intervento.

6.4 Parcheggi auto elettriche

In sede del Patto dei Sindaci del 2008, oltre ad alcuni degli interventi fin qui proposti, si suggerisce alle amministrazioni comunali di incentivare la mobilità a basso impatto, favorendo i trasporti pubblici e le auto elettriche.

Nell'ottica di investimenti riguardante la linea elettrica, si suggerisce di predisporre lungo le vie principali, con intervento pubblico, o presso le aziende, con intervento privato, alcuni parcheggi per la ricarica delle auto elettriche, alimentabili mediante la centrale energetica discussa.

A partire dai dati resi noti da Enel Drive sul proprio portale, si ricava che per ogni ricarica sono necessari in media 6 kWh, a cui corrisponde un risparmio di 6,2 Kg CO₂. (Enel Drive, s.d.)

Si tratta di un investimento ridotto dal punto di vista economico ma che in termini di disponibilità per i clienti o lavoratori e sensibilizzazione può avere molto successo.

7. Gestione delle acque piovane

“Complice l’intensa ed estesa impermeabilizzazione dei suoli, anche lo sviluppo infrastrutturale del nostro territorio deve confrontarsi con il tema della sostenibilità dell’uso della risorsa idrogeologica. In altre parole, dobbiamo trasformare la cultura dell’emergenza in una rinnovata sicurezza idraulica, cogliendo nel contempo l’occasione per volgere gli attuali fattori di rischio in opportunità di sviluppo, di lavoro e di riqualificazione ambientale. È allora necessario arrivare a un’adeguata conoscenza dei problemi idraulici del territorio a livello comunale, consentendo ai Comuni di attivarsi con specifici impegni di bilancio e con il reperimento di fondi per le manutenzioni di competenza per risolvere le principali criticità.” (Provincia di Venezia, 2011)

Con queste parole Francesca Zaccariotto, Presidente della Provincia di Venezia, introduce “I Piani comunali delle acque, Strumenti di sicurezza idraulica e opportunità per la rigenerazione del territorio” redatto dalla Provincia di Venezia, nella revisione del 2011.

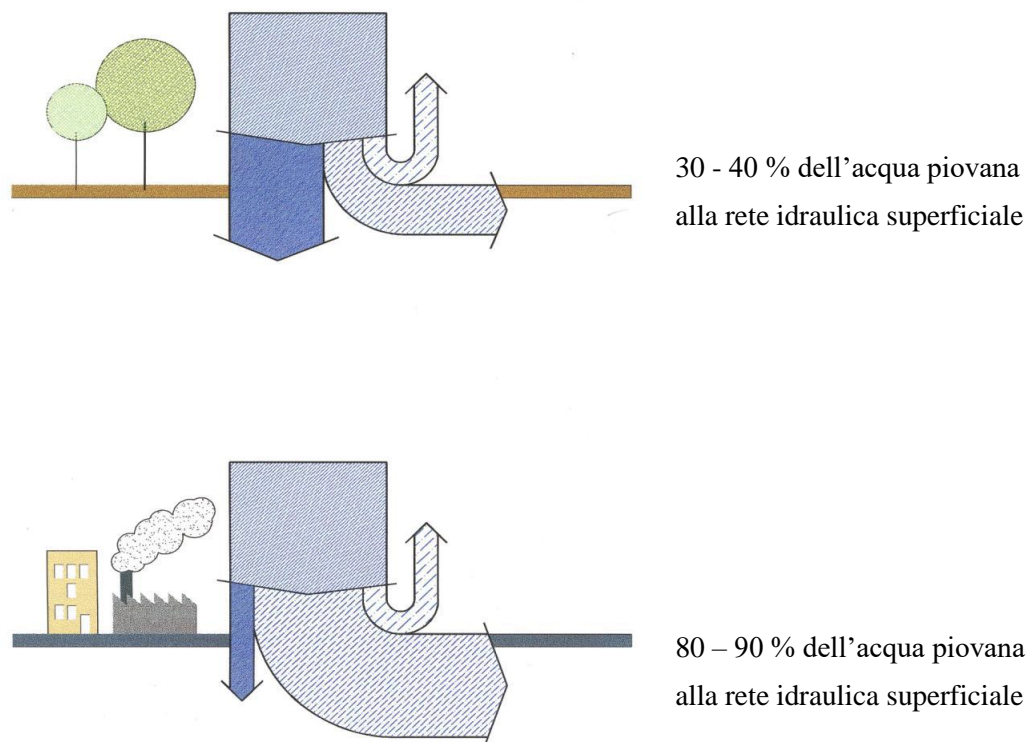


Figura 46 L’urbanizzazione, principale causa di squilibri

7.1 Il Piano delle Acque

Il Piano delle Acque (Provincia di Venezia, 2011) ha come obiettivi la conoscenza adeguata delle emergenze idrauliche in ambito comunale e la pianificazione degli interventi di ripristino necessari. Fornisce un quadro esaustivo della rete idrografica, costituisce la base della programmazione della

manutenzione della rete e rappresenta il riferimento per l'analisi di fattibilità e per la definizione delle priorità nello sviluppo di progetti e interventi straordinari formulando infine delle linee guida.

L'attività sul territorio comunale diventa strategica per la sicurezza idraulica su scala più ampia. La soluzione delle criticità e delle insufficienze della rete in ogni porzione dell'area geografica di un comune consente infatti di mitigare progressivamente il rischio idraulico su scala di bacino. A livello locale ciascun territorio dovrebbe gestire con giudizio le proprie acque, in termini di rete, raccolta, invaso, capacità auto depurativa, infiltrazione al suolo, senza scaricare nelle zone circostanti criticità e inefficienze. Inoltre il problema andrebbe affrontato in termini olistici, considerando l'acqua non solo come un elemento di pericolosità ma come una risorsa, identificandola come elemento caratterizzante un contesto geografico completamente ripensato, rispettoso delle dinamiche ambientali, paesaggistiche e culturali.

La Provincia di Venezia, cui è subentrata oggi la Città Metropolitana di Venezia, ha previsto di sostenere la redazione dei Piani delle Acque, favorendo quelle amministrazioni che hanno dimostrato maggiore sensibilità al tema, e di sostenere interventi idraulici sul territorio, premiando chi è arrivato alla fase operativa, chi ha già messo a bilancio risorse e sulla base di eventuali particolari criticità.

Ad oggi, i criteri di cofinanziamento del Piano delle Acque sono i seguenti (Città Metropolitana di Venezia, 2015):

- 40 % del costo del piano delle acque dichiarato fino al tetto massimo di € 10.000;
- tranche rimanente per le integrazioni per piani delle acque già redatti prima delle linee guida provinciali ed in corso di adeguamento, fino al tetto massimo di € 10.000;
- l'importo richiesto dal Comune se inferiore al 40% del costo del Piano delle Acque, fino al tetto massimo di € 10.000.

7.2 Linee guida per gli interventi di mitigazione

Nel proporre il lavoro sulle Linee guida per gli interventi di mitigazione, Il Commissario delegato Mariano Carraro, chiede agli Amministratori comunali (Regione Veneto, 2009):

- di predisporre il Piano delle Acque, strumento principe della pianificazione idraulica, e renderlo disponibile e consultabile a professionisti e cittadini;
- di pensare al Piano delle Acque in una prospettiva di bacino idraulico e quindi realizzarlo in sintonia ai comuni che condividono uno stesso o più bacini scolanti;
- di attivare e coordinare sinergie tra le varie iniziative private con il fine di organizzare soluzioni di invarianza idraulica.

Si riportano di seguito alcuni degli interventi proposti nel testo pubblicato il 3 agosto 2009 (Regione Veneto, 2009).

- Riduzione del volume propagato con accumulo e riutilizzo locali

Una corretta gestione delle acque piovane è certamente alla base di un buon funzionamento del sistema fognario. La separazione del liquido in base all'area di captazione è equivalente, almeno in prima analisi, alla differenziazione delle acque in base alla qualità.

Le acque di dilavamento dei tetti e le superfici di copertura sono le migliori perché interamente accumulabili e riutilizzabili per usi domestici secondari quali per usi non potabili in casa e per irrigazione distogliendole dal sistema fognario.

Poiché quando piove è necessario che i volumi di accumulo siano disponibili, il successivo utilizzo delle acque di pioggia è vincolato a questo aspetto. Si dovrà pertanto prevedere un volume di stoccaggio dedicato al riutilizzo ed un volume di stoccaggio dedicato alla diminuzione del rischio idraulico (la pioggia accumulata in quest'ultimo sarà recapitata nel sistema di drenaggio subito dopo l'evento in modo da rendere riutilizzabile il volume per un evento successivo).

L'introduzione diffusa di tali sistemi, anche se appaiono poco rilevanti, non è affatto da trascurare nell'economia complessiva di un sistema idrico. La logica è analoga a quella del risparmio energetico. Nella gestione delle acque sistemi simili possono portare al recupero sia sul lato del consumo, minor domanda di acqua potabile, sia sul lato della riduzione del rifiuto, depurazione.

- Creazione di volumi di invaso per la detenzione temporanea delle acque

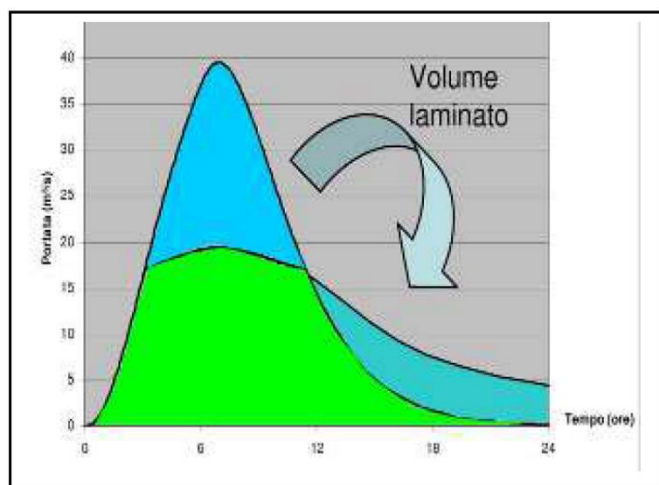


Figura 47 Rappresentazione della laminazione di volumi d'acqua

La realizzazione di questo sfasamento temporale nella trasformazione degli afflussi in deflussi nella rete di raccolta consente di laminare la piena, cioè ridurre il culmine della portata d'acqua come rappresentato nell'esempio di figura.

La portata generata dalla pioggia, senza l'accumulo e la detenzione temporanea di parte dei volumi, avrebbe avuto il suo picco rappresentato in figura dall'onda maggiore (di colore azzurro). Con

l'accumulo temporaneo di parte dei volumi quella stessa pioggia produce una portata minore (quella verde nella figura).

- Le aree verdi sommergibili o bacini di detenzione

In un numero sempre più significativo di casi, la realizzazione dei volumi di laminazione avviene individuando aree verdi appositamente introdotte nella nuova configurazione territoriale oppure sfruttando quella già esistenti o la cui presenza dovrebbe comunque essere garantita per il rispetto degli standard urbanistici. Molto spesso è sufficiente abbassare le aree a verde di 80 – 100 cm per ottenere risultati di tutto rispetto.

Opportuni accorgimenti in fase di progettazione e di realizzazione delle opere possono garantire un elevato standard di condizioni igienico sanitario e di fruibilità di queste aree. Vanno infatti evitate geometrie tali da indurre ristagni di acqua troppo prolungati nel tempo, deve essere pertanto studiato un opportuno sistema di drenaggio che riduca i tempi di permanenza e che eviti il presentarsi di “acquittrini artificiali”; nella maggioranza dei casi è sufficiente conoscere il profilo stratigrafico del sito per decidere come e se intervenire.

7.3 La normativa

La normativa comunitaria (Comunità Europea) pur facendo riferimento solo ad eventi catastrofici come le alluvioni, precisa la necessità da parte degli stati membri di istituire un quadro per la valutazione e la gestione dei rischi di alluvioni volto a ridurre le conseguenze negative per la salute umana, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche connesse.

La Regione del Veneto norma il proprio territorio con alcuni importanti strumenti tra i quali Il Piano Territoriale di Coordinamento e la Legge 11/2004 “Norme per il governo del Territorio” nella quale s’inseriscono le delibere della Regione del Veneto (DGR 3637/02 e 1322/06 e 1841/07) che precisano l’obbligatorietà dello studio di compatibilità idraulica e come esse deve essere redatto.

Lo studio deve contenere le elaborazioni idrologiche ed idrauliche finalizzate a definire progettualmente gli interventi per garantire l’invarianza idraulica, laddove il principio di invarianza idraulica delle trasformazioni del territorio viene così definito: "Per trasformazione del territorio ad invarianza idraulica si intende la trasformazione di un'area che non provochi un aggravio della portata di piena del corpo idrico ricevente i deflussi superficiali originati dall'area stessa."

Inoltre è stata evidenziata la necessità che i Comuni nell’ambito della predisposizione dei Piani di Assetto del Territorio si dotino di un Piano delle Acque.

Le Province nella prospettiva di recepimento di tali necessità stanno valutando, di concerto con i Consorzi di Bonifica ed i Comuni, di prevedere nel PTC la redazione dei Piani delle Acque, strumenti di conoscenza e governo delle acque che si prefigurano come elementi di dettaglio conoscitivo delle problematiche del PAI.

7.4 Vasche di raccolta acque piovane

Alla luce degli interventi proposti in Linee guida per gli interventi di mitigazione, si è valutata la possibilità di realizzare una vasca di raccolta delle acque piovane a servizio dell'area produttiva. In particolare si è ragionato nel creare un sistema di accumulo e stoccaggio delle acque a servizio ad una rete antincendio di zona, oltre che per l'irrigazione degli spazi verdi della zona produttiva.

Le industrie di nuova costruzione prevedono la realizzazione di una vasca di raccolta e stoccaggio acqua dedicata allo spegnimento di incendio, in modo da essere totalmente indipendente dall'intervento dei Vigili del Fuoco.

Le industrie e le attività artigianali presenti nella zona sono però di vecchia concezione, essendosi instaurate negli anni '70-'80.

Può risultare perciò interessante prevedere un bacino unico, presumibilmente nei pressi della "centrale energetica" studiata, che vada a sopperire a questa mancanza.

I Vigili del Fuoco, nel caso di emergenza, intervengono con una Auto-botte-pompa (ABP) e, in aiuto, una Auto-pompa-serbatoio. La prima ha una capacità che varia tra i 1.500 litri e i 5.000 litri, la seconda ha una riserva di circa 10.000 litri. Di norma con il solo impiego di questi due veicoli, cioè con un volume al massimo di 15.000 litri, i Vigili del Fuoco devono essere in grado di domare l'incendio divampato.

In caso di bisogno possono appoggiarsi alla rete idrica mediante gli idranti dislocati nel territorio, come rappresentato nella figura successiva.

La tavola, concessa dall'Ing. Vallese a dal Geom. De Piccoli dell'ASI di San Donà di Piave, riporta la rete idrica, in rosso, e i numerosi idranti, mediante simboli circolari blu ed etichettati con un numero rosso. La tipologia di idrante viene indicata dal colore del cerchio più grande: gli idranti soprassuolo hanno un cerchio rosso, gli idranti sottosuolo hanno un cerchio verde e gli idranti in manutenzione hanno un cerchio blu.

La sola "centrale energetica" presenta una copertura di 4500 mq. Ipotizzando una pioggia, anche esigua, di 30 mm di altezza, di cui solo due terzi "utili" si ottiene un volume d'acqua disponibile (Regione Veneto, 2009) di:

$$V = 0,66 \times 4500 \times 0,03 = 89 \text{ mc}$$

Che corrispondono a 90.000 litri. Volume indicativamente 6 volte maggiore del massimo volume con il quale i Vigili del Fuoco sono tenuti a domare un incendio.

È perciò possibile prevedere la creazione di una vasca, anche di dimensioni inferiori al volume così ottenuto, nella quale andare a stoccare parte delle acque piovane per un riuso successivo. La vasca in questione dovrebbe essere collegata ad una rete idraulica che serve l'intera zona. L'utilizzo di quest'acqua consente, oltre al risparmio in termini economici, il risparmio di acqua pregiata destinata al consumo umano.



Figura 48 Rete idrica dell'area produttiva di San Donò di Piave

In quest'ottica andrebbe studiata una soluzione che preveda una rete ad hoc per la zona industriale. Reti dedicate si stanno diffondendo e un esempio è la rete antincendio installata nella città di Venezia e Burano, che copre la totalità delle aree ad alto rischio ed il centro storico di Venezia.

Il principale vantaggio di una rete antincendio dedicata è che può essere mantenuta ad una pressione superiore a quella tipica dell'acquedotto, circa 6 bar invece che 2,6 bar, più adatta agli interventi dei vigili del fuoco.

Nell'ottica della costruzione della rete di teleriscaldamento il costo di installazione della rete antincendio risulterebbe abbattuto dai lavori di scavo e ripristino già preventivati per le tubazioni del TLR.

8. Uso del verde

Un'altra opportunità interessante è data dall'utilizzo degli spazi disponibili nell'area produttiva per la creazione di aree verdi che contribuiscano al miglioramento del benessere della zona. La presenza di piante, in particolar modo di alberi ad alto fusto, gioverebbe da più punti di vista:

- Miglior comfort e impatto visivo per gli utenti: la presenza di verde, soprattutto in una zona ad alta cementificazione e densità edilizia come un'area produttiva, senza ha un impatto psicologico ed emotivo positivo sulla piacevolezza della zona e sul benessere dei lavoratori e dei clienti che quotidianamente la raggiungono (Akbari, 2002);
- Raccolta delle acque piovane: una maggiore superficie verde permetterebbe al terreno di assorbire quantità maggiori di acqua che altri confluiscano e caricano il sistema fognario della zona;
- Creazione d'ombra per i veicoli e per gli edifici: la presenza alberi ad alto fusto lungo la strada creano zone d'ombra utili per le decine di veicoli oggi parcheggiate lungo Via Kennedy, in particolare presso Lafert Spa. Inoltre la creazione di zone verdi studiate ad hoc nelle zone attigue alle aziende possono creare zone d'ombra utili per ridurre i carichi estivi dovuti alla radiazione solare diretta;
- Assorbimento di anidride carbonica: la creazione di aree verdi con alberi ad alto fusto può contribuire al bilancio di emissione di gas serra dell'area produttiva, andando a stoccare localmente parte della CO₂ emessa.

È bene far notare che la zona non è del tutto sprovvista di verde. In particolare l'area produttiva è separata dalla zona residenziale dal cosiddetto filtro verde, un'area boschiva, e dal parco al termine di Via Traviani. Inoltre, nella proprietà delle singole aziende, soprattutto nella zona artigianale di via Maestri del Lavoro, è già presente del verde ben distribuito.

Le osservazioni di questo capitolo potrebbero interessare per lo più Via Kennedy, Via Enzo Ferrari, Via Trezza e le vaste aree di parcheggio o deposito merci delle industrie.

Si ritiene opportuno sottolineare che l'azienda Cibir si sta autonomamente muovendo e sta valutando la conversione di un'area di 2.600 mq, oggi cementificata ed adibita a parcheggio, in un'area verde a disposizione dell'azienda, per raggiungere i vantaggi sopra elencati.

Tutti gli aspetti sopra indicati possono avere risvolti utili ed interessanti, ma nella presente trattazione ci si sofferma sulla capacità delle piante di assorbire di anidride carbonica e di mitigare i carichi esterni.

8.1 Riduzione CO₂

L'iter di valutazione e gestione delle emissioni di GHG (greenhouse gases – gas ad effetto serra) prevede che dopo la fase di quantificazione delle emissioni di gas serra, si proceda con la selezione delle strategie di riduzione delle emissioni medesime, per procedere poi alla compensazione delle emissioni residue.

Prevenire o ridurre le emissioni di CO₂ significa agire alla sorgente del problema, evitandone la generazione attraverso un'azione di riduzione dei consumi di beni, dei servizi e dell'energia. Ciò può essere ottenuto sia mediante la produzione di energia pulita (generazione da fonti energetiche rinnovabili) sia attraverso operazioni di risparmio energetico sia attraverso una revisione dei cicli aziendali e dei flussi di energia e materia.

Compensare la CO₂ significa invece annullare un impatto umano sull'ambiente attraverso una precisa azione di disinquinamento. Una possibilità è quella di compensare la CO₂ mediante carbon sink forestali. (Rete Clima, s.d.)

Con carbon sink si intende una riserva naturale o artificiale che accumula e stocca alcune sostanze chimiche contenenti carbonio per un periodo indefinito. Il processo con il quale i carbon sinks rimuovono l'anidride carbonica dall'atmosfera è noto come sequestro di carbonio. La divulgazione del significato di carbon sinks deriva dall'attuazione del Protocollo di Kyoto, dove viene promosso il loro uso per ridurre la presenza di CO₂ in atmosfera. Ci sono differenti strategie per promuovere questo processo, una è l'utilizzo delle piante.

Il Protocollo di Kyoto prevede espressamente l'assorbimento forestale quale attività di mitigazione climatica, complementare e integrativa alla riduzione delle emissioni "alla fonte". Attraverso la nuova forestazione e la gestione forestale (delle foreste esistenti) è possibile accrescere lo stock di carbonio immobilizzato nella biomassa vegetale, sequestrandolo rispetto al comparto atmosferico. Se pure la migliore azione di tutela climatica sia la riduzione delle emissioni alla fonte, prevenendone la loro generazione, si ritiene che la compensazione di gas serra:

- sia una attività utile, in quanto integrativa e complementare alla prevenzione della loro emissione;
- seppur caratterizzata da una valenza secondaria rispetto alla riduzione emissiva, sia comunque una attività importante al fine della inertizzazione delle emissioni legate ai consumi inevitabili (una vera e propria operazione di disinquinamento);
- sia occasione di rinaturalizzazione del territorio e opportunità per limitare e contenere il consumo di suolo, quindi portatrice di reali e molteplici benefici (non solo climatici) al territorio locale;
- seppur non possa costituire la soluzione al problema climatico, sia comunque indispensabile quale parte di quel differenziato pool di azioni da mettere in atto per la tutela climatica, secondo le indicazioni del Protocollo di Kyoto.

In questa logica, mettendo a dimora tanti alberi quanti ne servono per il completo riassorbimento delle emissioni climalteranti prodotte da una specifica attività umana, è possibile compensare ed annullare l'impatto sul clima prodotto dalla medesima attività, rendendola attività ad emissioni zero.

8.1.1 Assorbimento forestale di CO₂

L'albero vive e cresce utilizzando elementi naturali. Crea le molecole del legno di cui è costituito essenzialmente grazie all'acqua, all'energia del sole ed all'anidride carbonica presente in atmosfera. Attraverso il processo di fotosintesi l'albero sottrae naturalmente CO₂ dall'atmosfera, dove questa si accumula a causa di numerosi e svariati processi. Il più rilevante è costituito dalla trasformazione e consumo di energia, specialmente di origine fossile, operato dall'uomo.

Questa cattura è positiva, dato che la CO₂ viene sottratta all'atmosfera dove altrimenti, accumulandosi, aumenterebbe in maniera non naturale l'effetto serra.

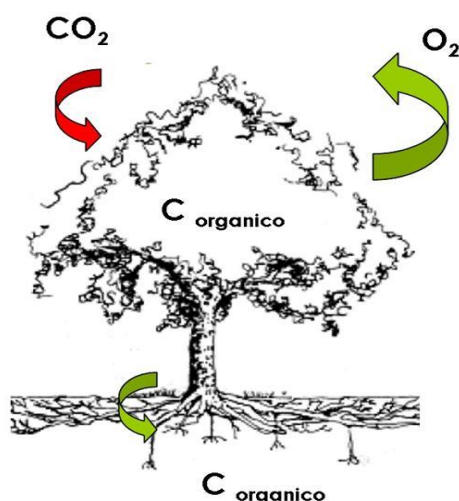


Figura 49 Scambi chimici tra albero e ambiente

La promozione di boschi e foreste realizzata piantando alberi e creando aree verdi specificatamente protette (carbon sink) permette di potenziare la capacità naturale di assorbimento e fissazione del carbonio atmosferico.

Permette, inoltre, di favorire la rinaturalizzazione del territorio, troppo spesso e fortemente alterato dalle attività umane, oltre che a prevenire ulteriore consumo di suolo.

In una logica di massimo rigore tecnico e scientifico, Rete Clima® ha scelto di compensare la CO₂ mediante carbon sink forestali realizzati secondo un iter tecnico

validato da RINA come conforme agli standard tecnici del Protocollo di Kyoto e rivolti al riassorbimento delle emissioni di CO₂, una via di "rinaturalizzazione equivalente" dell'impatto ambientale e climatico.

Sono molti i fattori che influenzano il processo di assorbimento e sequestro di carbonio nelle molecole organiche. È perciò difficile calcolare con precisione la quantità di anidride carbonica assorbita dalla pianta. Per potere avere dati più precisi è necessario operare una precisa modellizzazione del sistema forestale in esame, mediante iter tecnico-scientifici abbastanza strutturati.

In linea generale, per poter comprendere il livello di assorbimento di CO₂ di un albero bisogna fare qualche distinzione di partenza:

- L'essenza è la pianta, se è arborea o arbustiva;
- Se è di basso fusto o di alto fusto;
- Se vive in clima temperato o in clima tropicale;
- Se è in contesto urbano o in contesto naturale;
- Se è soggetta a piani di gestione attiva (quale manutenzione periodica, per es.) oppure no;
- Se è in un contesto di forti stress ambientali (penuria idrica, attacchi parassitari, ...) oppure no.

Tutte queste variabili, e molte altre, hanno un peso così rilevante sulle cinetiche di accrescimento dell'albero che il suo livello di assorbimento di anidride carbonica rischia di essere anche molto differente da un contesto all'altro.

Sebbene la forestazione urbana sia una attività altamente interessante, e sia elevato il valore di un albero in città per diversi aspetti, la città non è il contesto dove l'albero può massimizzare la propria fitness, per diversi motivi, come ad esempio: una più limitata possibilità di espansione radicale, la presenza di sottoservizi nel suolo, un regime manutentorio, la maggior presenza di inquinanti atmosferici. Tutto ciò limita la capacità di assorbire CO₂.

Discorso diverso per un albero in contesto naturale, dove ci sarà una crescita meno stentata ed un potenziale di assorbimento maggiore.

Per un albero di essenza arborea e di fusto alto, in ambiente naturale si stima un assorbimento di CO₂ compreso tra i 20 ed oltre i 50 kgCO₂/anno, in un range temporale compreso tra i 20 ed oltre i 30 anni.

Nel caso in esame, invece, ci si trova in contesto urbano. Si può, quindi, ipotizzare una pianta di essenza arborea e di alto fusto, nell'area sandonatese cioè di clima temperato e in città, quindi un contesto di stress ambientali più elevati rispetto ad un contesto naturale. Si può stima che l'albero possa assorbire tra i 10 ed i 20 kg CO₂/anno, dentro un ciclo di accrescimento che, mediamente, raggiunge il suo massimo in un range temporale compreso tra i 20 ed i 40 anni (Rete Clima, s.d.).

In riferimento all'assorbimento di CO₂, per maggiore precisione, si osserva che non ha molto senso stimare quanta CO₂ assorbe un albero all'anno, perché si dovrebbe introdurre molte approssimazioni, che renderebbero poco verosimile il valore numerico. Ha più senso ragionare sulla capacità di un albero di assorbire e sequestrare CO₂ nell'arco del proprio intero periodo vitale (ciclo di vita), in cui le variabili ambientali puntuali (variazioni meteorologiche, stress, penuria di precipitazioni meteoriche, disturbi di varia natura) hanno meno influenza in quanto diluite su un ciclo vitale di lungo periodo.

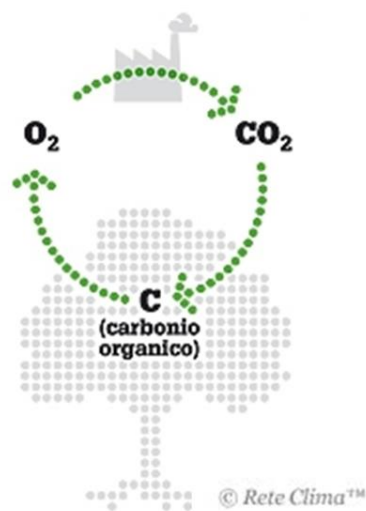


Figura 50 Ciclo organico della CO₂

Volendo compensare la CO₂ mediante compensazione forestale (piantumazioni urbane o boschive) ci si dovrebbe addirittura interrogare sul valore di assorbimento dell'albero lungo il suo intero ciclo vitale dentro una particolare formazione arborea. Si tratta di valutazioni quasi eccessive, che portano a troppi determinismi che vanno poi a distaccarsi dalla realtà delle dinamiche naturali.

8.1.2 Stima assorbimento CO₂

Si procede di seguito ad una prima stima di quello che può essere il contributo nella riduzione di emissione di CO₂ di alberi ad alto fusto posti lungo le vie principali della zona produttiva. In particolare, come detto precedentemente, si è calcolata la lunghezza totale di Via Ferrari, Via Trezza e Via Kennedy non ancora provvista di alberi. Considerando la posa delle piante su entrambi i lati delle strade, risulta una lunghezza complessiva di 4.580 m. Osservando il verde già presente, si è osservata una distanza media tra una pianta e la successiva di circa 13 m. Risulta possibile la posa di circa 350 alberi.

Considerando i valori medi di assorbimento di anidride carbonica in zona urbana di 10-20 kg CO₂/anno per albero, risultano 5.280 kg di CO₂/anno di media.

Quantità a cui vanno aggiunte quelle relative agli alberi già esistenti e a quelli inseribili nei contesti aziendali.

Il valore ottenuto non è elevatissimo, ma si consideri che i vantaggi della presenza di verdi sono molteplici e che non richiede praticamente nessuna manutenzione e costo annuale.

8.1.3 Rete Clima

Un esempio di realtà operante in questo settore è Rete Clima.

Rete Clima è un ente no-profit che vuole promuovere la sostenibilità e contrastare il cambiamento climatico. L'ente realizza un processo di calcolo, riduzione e compensazione di CO₂ mediante un iter compensativo forestale validato da RINA come pienamente conforme agli standard tecnici forestali dell'Ipcc collegati all'attuazione del Protocollo di Kyoto.

Il processo parte dalla illustrazione delle basi etiche al Sostenitore dei nostri progetti, prosegue con le analisi iniziali (quantificazione della propria impronta di carbonio), con la selezione dell'intervento (energetico e/o di compensazione di CO₂), la realizzazione dell'intervento stesso (e sua possibile certificazione da parte di RINA, che può così generare crediti di carbonio VER – Verified or Voluntary Emission Reduction), con la formazione climatica e la successiva comunicazione e green marketing. Si tratta di un "ciclo verde", di quantificazione delle emissioni (carbon audit e carbon footprint), diminuzione dei consumi di energia/materia, rinaturalizzazione territoriale, formazione alla problematica climatica, comunicazione e marketing.

“È come una bilancia, con un piatto in cui sono virtualmente collocate azioni positive a compensazione dell'inquinamento che l'uomo produce: un piatto che Rete Clima® intende rendere

sempre più pieno e pesante, attraverso la propria azione compensativa locale e tracciabile.” (Rete Clima, s.d.).

La compensazione vera e propria viene realizzata solo a livello nazionale e per via forestale, garantendo l’addizionalità dell’intervento compensativo ed evitando la doppia contabilità rispetto alla contabilizzazione già operata dallo Stato.

La metodologia compensativa di Rete Clima è conforme agli standard tecnici dell’Ipcc (quali le Guidelines for Land Use, Land Use Change and Forestry – IPCC, 2003) ed è in fase di attivazione la certificazione dei progetti forestali. Si ricorda che RINA è un Ente di certificazione accreditato presso l’UNFCCC (e già coinvolto nella validazione dei progetti collegati all’attuazione cogente del Protocollo di Kyoto), il cui intervento quale soggetto terzo garantisce l’efficacia dell’intervento compensativo (potendo anche certificarne la piena conformità alle sopraccitate linee guida LULUCF dell’Ipcc). Anche ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) ha riconosciuto la bontà di questa progettualità di forestazione urbana nazionale, inserendola quale buona pratica validata sul Portale GELSO – GEstione Locale per la SOstenibilità ambientale. (Rete Clima, s.d.)

Rete Clima opera nelle aree a parco di un Comune, in prossimità di strutture viabilistiche, nelle pertinenze di aziende, trasferendo al cliente anche i carbon credits (crediti di carbonio) volontari (qualora generati). L’articolo 12 del Protocollo di Kyoto stabilisce infatti che i Progetti di carbon management sono "eleggibili" ai fini della possibilità di generare crediti di carbonio solo quando le riduzioni (o assorbimenti) di emissione del Progetto sono aggiuntive a quelle che si avrebbero in assenza del Progetto medesimo.

In questo modo Rete Clima® realizza carbon sink di prossimità, cioè boschi e foreste sul territorio locale capaci di generare effetti positivi di naturalità locale.

“Invece di piantare alberi in una foresta tropicale di paesi lontani o in aree remote [...] preferiamo promuovere progetti di compensazione diffusi sul territorio locale e forestazione urbana, perché i progetti stessi siano visibili e la compensazione sia una attività concreta e tangibile, oltre che tracciabile sul territorio.”

8.1.4 I progetti attivi

Rete Clima sta svolgendo diversi progetti di valutazione e riduzione di CO₂ presso Pubbliche Amministrazioni ed Aziende. Grazie a diverse partnership con Comuni e Parchi nazionali, dal Novembre 2012 Rete Clima ha avviato progetti di nuova forestazione nazionale per la compensazione di CO₂, mediante la realizzazione di carbon sink urbani certificabili da RINA. Le attività di compensazione forestale nazionale in contesto urbano nell’ambito del Progetto FELCE (Forestazione Locale per la Compensazione di CO₂). (Rete Clima, s.d.)

Si tratta del Progetto che nel maggio 2012 ha vinto il Concorso nazionale Forest Skill, promosso dalla Fondazione Italiana Accenture e dalla Fondazione Collegio delle Università Milanesi, e che

ha presto superato gli obiettivi forestali iniziali con la triplicazione degli interventi compensativi forestali inizialmente previsti.

Il fine del Progetto è la neutralizzazione delle emissioni di CO₂ di eventi/prodotti/mobilità/processi produttivi rendendoli così ad emissioni zero (carbon neutral), azzerando cioè l'impatto climatico che non può essere preventivamente ridotto.

Il progetto intende realizzare un carbon sink urbano con un iter conforme alle “Good Practice Guidance for Land Use, Land use Change and Forestry” dell’Ipcc (Intergovernmental Panel on Climate Change), gli standard tecnici collegati all’attuazione del Protocollo di Kyoto (PK) in campo forestale. Questo processo di forestazione certificata, che si configura come buona pratica di rinaturalizzazione locale e di neutralizzazione di gas serra, genererà vincoli di maggior tutela forestale (a duratura prevenzione del consumo di suolo) e avvierà percorsi di educazione climatica per i cittadini del Comune coinvolto: si tratta di percorsi per adulti e ragazzi, circa l’uso di risorse e di energia, il cambiamento climatico e le strategie di riduzione e compensazione delle emissioni di CO₂. Grazie alla certificazione il sink genererà anche crediti di carbonio VER, collocabili sui mercati per l’acquisto da parte di aziende che vogliano compensare le proprie emissioni di CO₂ (in logica di green marketing o di CSR), rendendo quindi il progetto economicamente autonomo e capace di creare lavoro dentro la green economy.

Il progetto per ora è stato realizzato o è in fase di realizzazione a Cantù (CO), a Giussano (MB), nel Parco Nord Milano a Milano e nel Parco del Roccolo a Treviglio (BG).

8.2 Ombreggiamento verde

Gli alberi hanno un impatto positivo sul comfort umano, protezione dal vento, raffrescamento evaporativo, riduzione e schermo dall’inquinamento dell’aria. L’ombreggiamento da alberi aiuta a ridurre i consumi di energia negli edifici durante la stagione estiva. Nell’ottica di gestire i carichi termici attraverso le facciate nelle diverse stagioni, esse dovrebbero essere progettate attentamente per provvede effetti di protezione contro gli eccessivi carichi solari nei periodi più caldi. Una buona opzione negli edifici residenziali e negli uffici può essere la vegetazione. (Tsiros IX, 2010)

Utilizzare gli alberi come elementi ombreggianti per l’edificio è un metodo passivo efficiente di controllo solare. Nell’area ombreggiata i carichi radiativi e termici sono significativamente minori rispetto ad un’area non ombreggiata. Gli alberi attraverso il raffrescamento evaporativo possono ridurre la temperatura attorno alle pareti ombreggiate. Inoltre, l’uso di ombreggianti, provoca la riduzione di emissione dovute al minor consumo di energia e del livello di rumorosità, oltre all’influenza estetica sul paesaggio urbano. (Tsiros IX, 2010)

8.2.1 Benefici energetici degli alberi

Un parco può ridurre la temperatura dell’aria nelle vicinanze fino a 2°C. (Tsiros IX, 2010)

Ci sono molte variabili che hanno effetto sul raffrescamento risultante dall'ombreggiamento degli alberi, dalla tipologia di edificio, alle attività svolte al suo interno. Ci sono inoltre molte variabili che influenzano il potenziale, la quantità e la qualità di ombreggiamento, legate alla tipologia della specie arboree utilizzata.

Gli alberi aumentano le condizioni di comfort bloccando l'aria calda e piena di polvere proveniente dalle strade. Essi influenzano il bilancio energetico di un edificio, come frangivento, in tre modi (Shahidan MF, 2010):

- Durante l'estate, la minor velocità del vento sulla superficie dell'edificio rallenta la dissipazione di calore dalle superfici provocando un aumento della temperatura superficiale e maggiori carichi termici attraverso l'involucro;
- La minor velocità del vento provoca minori infiltrazioni d'aria, riducendo l'energia per il raffrescamento nei vecchi edifici;
- La minor velocità del vento riduce l'efficacia dell'apertura delle finestre in estate, aumentando la necessità di ventilazione meccanica.

Si discutono quindi i due principali meccanismi attivati dalla presenza della vegetazione:

- Raffrescamento evaporativo. Esso è sufficiente nei caldi giorni estivi, quando gli alberi si comportano da evaporatori naturali andando a ridurre la temperatura dell'aria che li attraversa. L'assenza di foglie nelle piante caduche e la minor temperatura ambiente riduce l'effetto dell'evaporazione in inverno.
- Ombreggiamento. La presenza del verde influenza sia la radiazione diretta proveniente dal sole, sia la radiazione riflessa dal terreno (Federer, 1978). L'ombra degli alberi può ridurre e bloccare la radiazione diffusa dal cielo e da altre superfici, andando a ridurre i carichi termici.

In estate, gli alberi riducono la radiazione solare entrante nell'edificio e quindi riducono il carico da raffrescare, se posti opportunamente attorno all'edificio. In inverno, invece, ostacolare i raggi solari aumenta il carico di riscaldamento da soddisfare. La scelta più appropriata è utilizzare piante caduche in modo tale che permettano il passaggio della radiazione solare, minimizzandoli in estate. Inoltre gli alberi bloccano la dispersione di calore dall'edificio al cielo durante la notte.

Uno studio condotto da Heisler ha scoperto che, un albero caduco di medie dimensioni posto a sud può ridurre l'irradianza dell'80%, con le foglie, e del 40%, senza foglie. (Federer, 1978)

8.2.2 L'impatto della posizione degli alberi sulla riduzione di energia

La posizione è definita dalla distanza albero-edificio e dall'azimuth dell'albero rispetto all'edificio. Un cambiamento della posizione relativo albero-edificio provoca una variazione della quantità e del tempo di ombreggiamento (Wu C, 2008).

Molte ricerche hanno investigato l'impatto della posizione albero-edificio sull'uso di energia per riscaldamento e raffrescamento (Meerow AW, 1993) (Akbari H, 1997) (Pandit R, 2010). Alcuni di questi studi sono riportati in tabella.

Author(s)	Study context	Energy saving discovered/predicted
Parker [17]	Cooling energy consumption of a temporary building in Florida	Cooling-electricity savings of up to 50% after adding trees and shrubs.
Huang et al. [18]	Summer cooling energy in residential houses across four United State cities	25% increase in tree cover would reduce annual cooling energy by 40%, 25%, and 25% for an average house in Sacramento, Phoenix, and Lake Charles respectively. Los Angeles had minimal calculated savings.
Simpson and McPherson [19]	Residential buildings in California	Trees shading the west and east side reduced annual cooling energy by 10–50% and peak electrical use up to 23%.
Akbari et al. [20]	Peak power and cooling energy in Sacramento houses, CA	30% reduction in energy use and 0.6 to 0.8 kW peak demand savings due to shade trees.
Akbari [1]	Los Angeles urban environment	'25% reduction in net cooling and heating energy usage in urban landscapes'.
Laband and Sophocleus [21]	Two identical buildings in Beauregard, Alabama	2.6 times amount of energy needed to cool un-shaded building (compared with the densely shaded one) to 72 °F in full sun during April–September 2008.
Donovan and Butry [22]	Summertime electricity use of 460 single-family homes in Sacramento, California.	Tree-shade on a building's west and south sides reduces summertime electricity use. Tree-shade on the north side increases summertime electricity use.

Figura 51 Letteratura sull'ombreggiamento con alberi e il risparmio di energia

Alcuni ricercatori hanno calcolato mediante simulazioni la variazione dell'effetto della vegetazione ottenendo che il risparmio può variare dal 2% ad oltre il 7%. Inoltre hanno verificato che il risparmio di energia per il raffrescamento è maggiore quando gli alberi sono posti sulla facciata ad ovest. Hesiler (Hes D) ed altri hanno trovato che i migliori due posti dove piantare un albero sono di fronte

alle finestre e alle pareti ad ovest e, in secondo posto, di fronte alle pareti ad est, poiché si provoca ombreggiamento alle facciate al mattino e al pomeriggio.

Uno studio condotto da McPherson and Simposon (McPherson EG, 2003) in California trovò che gli alberi posti ad almeno 12,2 m dall'edificio ad est e ovest sono in "posizione positiva", in quanto portano benefici d'ombra all'edificio. Albero posti a sud ad almeno 6,1 m sono in "posizione neutra" in quanto i benefici estivi sono limitati e bilanciati dall'ombreggiamento indesiderato invernale. Gli alberi posti a sud tra 6,1 m e 12,2 m sono in "posizione negativa" perché la maggior parte dell'ombreggiamento avviene nella stagione fredda. Gli alberi posti a nord ad almeno 12,2 m sono in "posizione neutra" in quanto l'ombra non cade sull'edificio. (Akbari, 2002)

Akbari and McPherson et al. Hanno illustrato che per ridurre l'uso energetico in inverno, la strategia più efficace è considerare gli alberi come frangivento e porli a protezione delle facciate nord e nord-ovest, per bloccare i venti più freddi. (Shahidan MF, 2010)

8.2.3 Alcuni studi svolti

Diversi studi svolti in città differenti, come il caso di Amman, Giordania (Abdel-Aziz, 2015) e di Akure, Nigeria (Ahmed Adedoyin Baloguna, 2014), propongono un metodo di calcolo simile.

Per l'evoluzione dell'ombreggiamento viene definito un set di parametri che includono la rappresentazione geometrica dell'albero, la proiezione dell'ombra e la simulazione dei raggi solari. Per stimare l'intensità e la durata del caldo si usa il concetto di Gradi Gironi per il Raffrescamento (CDD). Si tratta di un parametro utile per caratterizzare il potenziale impatto delle differenze climatiche regionali sui carichi di raffrescamento e, conseguentemente, sulla domanda di energia. Un valore positivo del CCD indica similmente che si dovrà usare energia elettrica per il raffrescamento degli spazi interni.

$$CDD = \sum_{i=1}^n (T_{mean} - T_{base})$$

Dove T_{base} è la temperatura di baseline e T_{mean} è la temperatura media.

Calcolato per San Donà si ha un CDD di 1146°C.

Nel caso di Amman, risulta una riduzione del 5,5% dell'energia solare radiante sulla facciata al 21 di settembre. Lo studio giunge ad una significativa riduzione nel periodo estivo del consumo di energia, rispetto al caso non ombreggiato. (Abdel-Aziz, 2015)

9. Sistemi Efficienti di Utenza

Ogni qualvolta si intraprende un intervento che preveda la produzione di energia elettrica ai fini dell'autoconsumo si deve osservare le norme poste dal Gestore Servizi Energetici. In particolare l'opera progettata deve ottenere il riconoscimento di SEU o SEESEU.

9.1 Cos'è il SEU

Si riporta, direttamente dal sito del GSE, la descrizione di SEU e SEESEU.

“I Sistemi Efficienti di Utenza e i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) fanno parte dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, i quali sono costituiti dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Tali sistemi sono caratterizzati dalla presenza di almeno un impianto di produzione e un'unità di consumo, direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto di connessione, alla rete pubblica.” (GSE, s.d.)

L'ottenimento della qualifica di SEU o SEESEU, rilasciata dal GSE, comporta il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema.

9.2 Il ruolo del GSE

Il GSE ha il compito di qualificare i Sistemi che ne fanno richiesta come SEU e SEESEU. Si riportano di seguito le specifiche richieste ai sistemi, dal sito del GSE.

“Ai fini del riconoscimento della qualifica SEU, il Sistema dovrà essere caratterizzato da:

- uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;
- un'unità di consumo di un solo cliente finale.

L'unità di produzione e l'unità di consumo devono essere direttamente connesse, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi.

Per essere qualificato come SEU inoltre, il sistema deve essere realizzato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o

nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

Ai fini, invece, del riconoscimento della qualifica SEESEU, il Sistema dovrà essere costituito da realizzazioni che soddisfino tutti i requisiti di cui ai punti i. e ii. e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi:

- i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che la caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
- ii. sono sistemi esistenti al 1° gennaio 2014, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- iii. sono sistemi che rispettano i requisiti previsti per i SEU;
- iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014, ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1° gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell'1° gennaio 2016;
- v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;
- vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;

A seconda dei requisiti che caratterizzano il Sistema, il GSE riconoscerà la qualifica di SEESEU-A (requisiti i-ii-iv oppure i-ii-vi), SEESEU-B (requisiti i-ii-iii) o SEESEU-C (requisiti i-ii-v).” (GSE, s.d.)

9.3 Criticità

Si osserva come il sistema studiato non rientri nei parametri del GSE per essere riconosciuto come SEU o SEESEU.

Il centro di tutto lo studio è poter creare una centrale unica a servizio dell'intera zona produttiva. Se dal punto di vista termico non risulta nessun impedimento, dal punto di vista elettrico il GSE non permette il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema. (GSE, s.d.) Ciò significa che, anche in assenza di prelievo di una parte dell'energia elettrica dalla rete, si deve comunque pagare la parte fissa, legata agli oneri generali di sistema.

Dal punto di vista economico la parte fissa risulta pari a circa 80 €/MWh, mentre il restante è la parte variabile sui cui vengono riconosciute le condizioni agevolate. Nell'ottica del progetto studiato ciò significa che alla tariffa di 130 €/MWh stimata per rendere l'investimento conveniente e con tempi di ritorno contenuti, va aggiunta la parte fissa, comunque da pagare. Si arriva perciò a 210 €/MWh, cifra superiore al costo in bolletta odierno delle industrie.

Per rendere, almeno, non sconveniente l'intervento lato industrie, la tariffa di acquisto dell'energia elettrica dalla centrale andrebbe ridotta a 90 €/MWh. Si tratta di un valore comunque superiore al costo di produzione, ma che renderebbe i tempi di rientro eccessivamente lunghi.

Una possibile strada percorribile è creare un consorzio che sia produttore e consumatore unico dell'energia elettrica. Il consorzio, possessore delle sottostazioni installate presso ciascuna azienda, venderebbe alle industrie l'energia finale (meccanica, luminosa, ...), passando da venditore di energia a venditore di un servizio.

Altro aspetto non accettato dal GSE, non risolto dalla precedente ipotesi, è che le attività si trovano su lati opposti di Via Kennedy e non sono tutte confinanti tra loro. Il GSE, infatti, afferma che per essere qualificato come SEU inoltre, il sistema deve essere realizzato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità. (GSE, s.d.)

Una possibile soluzione per creare una zona senza interruzione di continuità sarebbe rendere Via Kennedy una strada privata al solo servizio delle industrie. Ciò è realizzabile andando, con l'appoggio dell'Amministrazione Comunale, a chiudere gli accessi con postazioni di controllo e vigilanza. Una scelta di questo tipo comporta altre complicazioni, derivanti dalla totale gestione della via, dell'illuminazione e della sicurezza.

Si apre quindi un tema di profonda riflessione da parte dei soggetti interessati per capire se ed in che modo le direttive del GSE permettano progetti di questa dimensione.

10. Programmi comunitari per gli investimenti

La strategia decennale per la crescita sviluppata dall'Unione europea, affronta grandi sfide quali il superamento della crisi che continua ad affliggere l'economia di molti Paesi e mira a colmare le lacune del nostro modello di sviluppo, creando le condizioni per un diverso tipo di crescita socio-economica:

- più intelligente perché basata su conoscenza e innovazione;
- più sostenibile perché più efficiente sotto il profilo delle risorse, più verde e più competitiva;
- più inclusiva perché con un maggiore tasso di occupazione capace di favorire la coesione sociale e territoriale.

10.1 La programmazione odierna

La programmazione comunitaria persegue lo scopo di aiutare i vari Stati membri a ridurre i divari di sviluppo. Ai sensi dell'articolo 89.2 del Regolamento (UE) n. 1303/2013, che definisce le norme comuni ai fondi SIE (Fondi strutturali e di investimento europei per il periodo 2014-2020), strategie e risorse sono state articolate su due principali obiettivi.

Il primo prevede investimenti in favore della crescita e dell'occupazione. Con un duplice approccio permette di rafforzare la competitività e l'attrattività attraverso l'innovazione, la conoscenza, l'imprenditorialità, la tutela ambientale e la prevenzione dei rischi (FESR) e aiutare le popolazioni sostenendo politiche per la piena occupazione e l'inclusione sociale (FSE). I diversi fondi attivi sono (Regione Veneto, s.d.):

- FESR - Fondo Europeo di Sviluppo Regionale: finanzia gli interventi destinati a rafforzare la coesione economica e sociale, eliminando le disparità regionali attraverso il sostegno allo sviluppo;
- FSE - Fondo Sociale Europeo: rafforza la coesione economica e sociale, migliorando le possibilità di occupazione e di impiego;
- FEASR - Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale: promuove lo sviluppo rurale sostenibile, nei settori agricolo e forestale;
- FEP - Fondo Europeo per la Pesca: agevola l'applicazione della riforma della politica comune della pesca.

Il secondo prevede cooperazione territoriale europea. Sostiene la cooperazione transfrontaliera, transnazionale e interregionale (FESR). In particolare sono attivi i programmi:

- Italia-Croazia, programma di Cooperazione in cui la Regione Veneto è Autorità di Gestione;
- Altri Programmi di Cooperazione che interessano il territorio Veneto.

La Regione del Veneto beneficerà di risorse comunitarie provenienti da Fondi SIE.

10.2 Le precedenti programmazioni

A partire dal 2000 sono attivi, con durata di sei anni, programmi al sostegno dello sviluppo intelligente all'interno dell'Unione Europea (Regione Veneto, s.d.):

- DOCUP 2000-2006

Il Consiglio europeo, riunitosi a Berlino nel marzo del 1999, ha approvato l'accordo politico sul pacchetto "Agenda 2000", illustrante le prospettive finanziarie per il periodo 2000-2006 e il progetto di regolamentazione concernente gli aiuti strutturali alle regioni e ai gruppi sociali svantaggiati, la politica agricola comune e gli strumenti di preadesione dei paesi candidati.

- POR CRO FESR 2007-2013

Il Programma Obiettivo Competitività Regionale e Occupazione, finanziato dall'Unione Europea, dallo Stato Italiano e dalla Regione del Veneto, si propone di rafforzare le competitività, le attrattive e l'occupazione nel territorio regionale.

Il bando suddivide i fondi per settori di interesse. Nel caso in esame si fa riferimento al Settore 2: Energia. Esso si divide in tre azioni (Regione Veneto, s.d.):

- Azione 2.1.1: Incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

L'azione definisce come interventi finanziabili:

- la produzione di energia termica mediante l'utilizzo di biomassa, fonte solare, fonte geotermica;
- l'utilizzo di risorse geotermiche;

e come beneficiari:

- gli Enti Pubblici;
- le società miste pubblico-private.

Il finanziamento complessivo del bando POR era di 6.759.012,20 €, il finanziamento reso disponibile dalla Regione Veneto era di 1.283.846,80 €.

- Azione 2.1.2: Interventi di riqualificazione energetica dei sistemi urbani: teleriscaldamento e miglioramento energetico di edifici pubblici.

L'azione definisce come interventi finanziabili:

- La realizzazione di reti di teleriscaldamento;

e come beneficiari:

- gli Enti pubblici territoriali;
- Organismi di diritto pubblico soggetti all'"influenza dominante" di enti pubblici territoriali;
- Imprese pubbliche nella forma di società a prevalente partecipazione pubblica soggetta all'"influenza dominante" di enti pubblici territoriali;
- Associazioni, unioni, consorzi, comunque denominati, costituiti da detti soggetti.

Il finanziamento complessivo del bando POR era di 18.951.618,00 €, il finanziamento reso disponibile dalla Regione Veneto era di 19.785.088,40 €.

- Azione 2.1.3: Fondo di Rotazione per investimenti finalizzati al contenimento dei consumi energetici.

L'azione definisce come interventi finanziabili:

- produzione combinata di energia elettrica e termica da fonti fossili;
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica delle strutture produttive esistenti;
- produzione di energia da fonti rinnovabili;
- produzione di energia elettrica mediante celle a combustibile;

e come beneficiari:

- Imprese e loro consorzi, associazioni, cooperative e altre forme di aggregazione.

Il finanziamento complessivo del bando POR era di 33.700.000,00 €.

10.3 II POR FESR 2014-2020

Il Programma Operativo Regionale, detto sinteticamente POR, è lo strumento attraverso cui la Regione del Veneto, grazie ai circa 600 milioni di euro messi a disposizione dall'Unione Europea, dallo Stato e dalla Regione stessa, svilupperà dal 2014 al 2020 un piano di crescita sociale ed economica che interesserà la ricerca e l'innovazione, l'agenda digitale, le politiche industriali, energetiche e di tutela ambientale.

In coerenza con la strategia europea, il POR intende focalizzare la sua strategia su Assi prioritari che riprendono gli Obiettivi Tematici previsti dal Regolamento UE n. 1303/2013 in stretta relazione con la Strategia Europa 2020 e in coordinamento e integrazione con il Programma FSE e il PSR 2014-2020.

Il bando suddivide i fondi per Assi di interesse. Nel caso in esame si fa riferimento all'Asse 4: Sostenibilità energetica e qualità ambientale. Per ora esso presenta una sola azione:

- Azione 4.1.1: Promozione dell'eco-efficienza e riduzione dei consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazione di fonti rinnovabili.

Entro la fine dell'estate 2016 in bando dovrebbe definire anche l'Azione 4.1.2 legata agli interventi su edifici e strutture private ad uso produttivo. Si può prevedere che le tematiche trattate e gli interventi finanziabili ricalchino quelli proposti del POR FESR del periodo precedente.

Per quanto riguarda il sostegno economico si può prevedere che sia nella forma simile a quello dell'Azione 4.1.1., il quale prevede un contributo a fondo perduto di intensità (Regione Veneto, s.d.):

- 80% della spesa ammessa per interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche di edifici pubblici non residenziali occupati dai beneficiari;

- 100% della spesa ammessa per interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche di edifici pubblici non residenziali occupati dai beneficiari, nel caso in cui si tratti di edificio/i ad energia quasi zero.

11. Conclusioni

La diagnosi energetica ha l'obiettivo di fornire una panoramica dei consumi energetici dell'area produttiva di San Donà di Piave e, contestualmente, verificare la fattibilità tecnico-economica di interventi che riducano i consumi energetici.

Lo studio ha permesso la raccolta e l'analisi dei carichi, elettrici e termici, di alcune delle attività presente nell'area in esame. Sono stati studiati con particolare attenzione i fabbisogni di quattro industrie attive in Via Kennedy, oltre a quelli di alcune realtà artigianali di minore dimensione.

Dalla raccolta dei dati si evince che rispetto ai consumi delle quattro grandi industrie le realtà artigianali risultano di entità notevolmente minore, quasi trascurabili ai fini di un calcolo aggregato dei consumi. Tuttavia è interessante avere una panoramica della distribuzione dei carichi anche di queste aziende, che sono secondarie come consumi ma non come importanze nella realtà del luogo. L'analisi dei dati ha permesso di valutare strategie di intervento atte a migliorare l'efficienza energetica della zona e ridurre quindi le emissioni di gas serra.

La proposta principale consiste nella creazione di una rete che fornisca alle industrie parte del fabbisogno elettrico e termico. Il sistema valutato viene alimentato da un gruppo di motori cogenerativi alimentati a gas naturale per la produzione congiunta di energia elettrica ed energia termica. Quest'ultima, mediante un'apposita rete di teleriscaldamento, fornisce sia caldo che freddo alle utenze connesse.

L'intera analisi ha visto il confronto di due soluzioni, una con due e una con tre motori cogenerativi. Dallo studio è risultata la convenienza sia energetica, sia economica della soluzione con tre motori, che permette di coprire il 74% del carico elettrico, l'84% del carico termico, di evitare l'emissione di 921 t di CO₂, con un pay-back time di 7 anni e un VAN al 25esimo anno di 2,95 M€.

In aggiunta al gruppo cogenerativo si è valutato l'installazione di un impianto fotovoltaico che copra un'ulteriore quota del carico elettrico consumato dalle industrie. Esso permette di coprire circa il 10% del carico elettrico totale delle industrie, di evitare l'emissione di 286 t di CO₂, con un pay-back time di 10 anni e un VAN al 20esimo anno di 0,11 M€.

Le proposte trattate riguardano solo le grandi industrie, poiché i fabbisogni delle realtà artigianali sono troppo modesti per giustificare economicamente interventi mirati. Tuttavia le piccole attività possono diventare protagoniste nell'ottica di riqualificazione di zona, ad esempio mettendo a disposizione le superfici dei tetti per la costruzione di impianti fotovoltaici interconnessi, in cambio di operazioni necessarie, come la rimozione dell'eternit.

Oltre a interventi per la produzione energetica il lavoro di Tesi si è occupato di affrontare e discutere altre tematiche che influiscono nel bilancio energetico ed ambientale complessivo dell'area.

È stato valutato lo stato attuale del sistema di illuminazione pubblica, proponendo la sostituzione delle lampade installate con componenti di nuova concezione, volti al risparmio di energia elettrica, alla riduzione delle emissioni e ad un lieve risparmio economico.

Si è discusso la gestione delle acque piovane, sempre più centrale nei temi trattati a livello locale ed europeo, prevedendo vasche di raccolta che possono, inoltre, servire un sistema antincendio di zona dedicato.

Si è approfondita l'importanza della presenza di vegetazione nelle aree ad alto tasso di cementificazione ed i molti vantaggi che questa porta. In particolare ci si è soffermati sulla capacità degli alberi ad alto fusto di assorbire CO₂, aiutando il bilancio delle emissioni della zona; sul peso che un corretto posizionamento delle specie arboree può avere sulla riduzione dei carichi solari estivi e quindi sui consumi per il raffrescamento, riportando casi di studio compiuti in altre nazioni. Infine si è posto in evidenza una criticità del progetto dovuta alle norme imposte dal GSE. L'impossibilità di creare una rete di distribuzione di energia elettrica con più utenze finali può rappresentare un ostacolo economico ad un progetto dalle ottime potenzialità dal punto di vista energetico ed ambientale e in una fase successiva dello studio dovrà essere risolto.

12. Riferimenti

- Abdel-Aziz, D. M. (2015). *Effect of tree shading on building's energy consumption*.
- Ahmed Adedoyin Baloguna, T. E. (2014). *Effect of tree-shading on energy demand of two similar buildings*.
- Akbari H, K. D. (1997). *Peak power and cooling energy savings of shade trees*.
- Akbari, H. (2002). *Shade trees reduce building energy use and CO2 emissions form power plants*.
- Agostini, S. (2015). *Utilizzo di calore refluo per il teleriscaldamento: Studio di fattibilità a Padova in ottica di Smart Grid*. Padova.
- AIRU. (2014). *Il teleriscaldamento in Italia, stato attuale e potenzialità di sviluppo*.
- Bonis, R. D. (2012). *Analisi del contesto Smart City nel mondo*. Torino: ISMB.
- Bottio, C. G. (2008). *Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati*. ENEA, AIRU, Studio energia.
- Città Metropolitana di Venezia. (2015). *Il piano comunale delle acque*. Milano.
- Comini, G., & Savino, S. (s.d.). *La captazione dell'Energia Solare*.
- Comunità Europea. (s.d.). *(Direttive 2007/60 del 23.10.2007 e 2000/60 del 23.10.2000)*.
- Comunità Europea. (2008). *Direttiva 20/20/20*.
- Ecomaa Lighting. (s.d.). *Luceled*.
- Electra Italia. (2015). *Diagnosi Energetica Lafert Spa*. San Donà di Piave.
- Enea. (s.d.). *Solaritaly Enea*. Tratto da <http://www.solaritaly.enea.it/CalcRggmmIncl/Calcola1.php>
- Enel Drive. (s.d.). Tratto da EnelDrive.it: <https://www.eneldrive.it/home>
- Federer, C. (1978). *Trees modify the urban microclimate*. *Journal of Arboriculture*.
- Gruppo Riello Elettronica. (s.d.). *Cogenerazione industriale*. Tratto da EnerBlu Cogeneration: <http://www.enerblu-cogeneration.com/products/79-cogenerazione-industriale>
- GSE. (s.d.). *Qualifiche SEU-SEEU*. Tratto da GSE.it: http://www.gse.it/Qualifiche%20e%20certificati/Qualifiche_SEU_SEEU/Pagine/default.aspx
- Hes D, D. A. (s.d.). *A modeling method to Assess the Effect of Tree Shading for Building Performance Simulation*.
- IC46. (2013). *Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento*.
- ICLEI. (1994). *International Council for Local Environmental Initiatives*.
- IMOLA, R. (s.d.).
- Mazza, A. (2005). *Vademecum sulle tecnologie di risparmio energetico: Teleriscaldamento*. Renael.

- McPherson EG, S. J. (2003). *Potential energy savings in buildings by an urban tree planting programme in California*.
- Meerow AW, B. R. (1993). *Enviroscaping to Conserve Energy: Guide to Microclimate Modification*.
- microlight.it*. (s.d.). Tratto da Microlight Luceled Network.
- Ministero dell'Ambiente. (1993). *Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile*.
- ONU. (1972). *Conferenza ONU sull'Ambiente Umano*. Stoccolma.
- ONU. (1992). *Conferenza ONU su Ambiente e Sviluppo*, . Rio de Janeiro.
- ONU. (1994). *1ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili*.
- ONU. (2000). *3ª Conferenza Europea sulle Città Sostenibili*. Hannover.
- Osram. (s.d.). *Osram prodotti*. Tratto da Osram:
http://www.osram.it/osram_it/prodotti/lampade/lampade-a-scarica-ad-alta-intensita/lampade-ai-vapori-di-mercurio-per-apparecchi-aperti-e-chiusi/hql/index.jsp
- Pandit R, L. D. (2010). *Energy savings from tree shade*.
- Provincia di Venezia. (2011). *I Piani comunali delle acque, Strumenti di sicurezza idraulica e opportunità per la rigenerazione del territorio*. Venezia.
- Regione Veneto. (2009). *Linee guida per gli interventi di mitigazione*.
- Regione Veneto. (s.d.). *bandi3*. Tratto da RegioneVeneto.it:
<http://www.regione.veneto.it/web/programmi-comunitari/bandi3>
- Regione Veneto. (s.d.). *Dettaglio bando*. Tratto da RegioneVeneto.it:
<http://bur.regione.veneto.it/BurvServices/Pubblica/DettaglioDgr.aspx?id=326320>
- Regione Veneto. (s.d.). *Por Fesr*. Tratto da RegioneVeneto.it:
<http://www.regione.veneto.it/web/programmi-comunitari/por-fesr>
- Regione Veneto. (s.d.). *Programmi Comunitari*. Tratto da RegioneVeneto.it:
<http://www.regione.veneto.it/web/programmi-comunitari/programmi-comunitari>
- Rete Clima. (s.d.). Tratto da ReteClima.it: <https://www.reteclima.it/>
- Rete Clima. (s.d.). *Assorbimento forestale di CO2: l'albero "mangia" la CO2 (e fa offset del carbonio atmosferico)*. Tratto da Rete Clima.it: <https://www.reteclima.it/l-albero-mangia-la-co2/>
- Rete Clima. (s.d.). *Compensazione CO2 (carbon offset): progetti di compensazione nazionale mediante forestazione urbana*. Tratto da Rete Clima:
<https://www.reteclima.it/compensazione-di-co2-carbon-offset-mediante-progetti-forestali-nazionali/>
- Rossi, N. (2014). *Manuale del Termotecnico*. HOEPLI.
- Shahidan MF, S. M. (2010). *A comparison of Mesua ferrea L. and Hura crepitans L. for shade creation and radiation modification in improving thermal comfort. Landscape and Urban Planning 97*.

Tsiros IX . (2010). *Assessment and energy implications of street air temperature cooling by shade trees in Athens (Greece) under extremely hot weather conditions.*

UE. (2010). *Direttiva 2010/31.*

UE. (2012). *Direttiva Europea 2012/27.*

World Conservation Union. (1991). *UN Environment Programme and World Wide Fund for Nature.*

Wu C, X. Q. (2008). *A method for locating potential treeplanting sites in urban areas: A case study of Los Angeles, USA. Urban Forestry & Urban Greening.*

13. Indice delle figure e delle tabelle

Figura 1	Gli ambiti all'interno dei quali è definito il concetto di sostenibilità	3
Figura 2	Le tappe fondamentali della sostenibilità.....	6
Figura 3	Area produttiva di primo impianto di San Donà di Piave	11
Figura 4	Capannoni individuati come possibile sede della centrale energetica	13
Figura 5	Consumi elettrici mensili Lafert Spa [kWh/m]	21
Figura 6	Consumi mensili gas naturale, Lafert Spa [mc/m]	23
Figura 7	Consumi elettrici mensili, Drahtzug Stein [kWh/m].....	30
Figura 8	Consumi mensili di gas naturale, Drahtzug Stein [mc/m]	31
Figura 9	Consumi elettrici mensili, Pfaduler Spa [kWh/m]	38
Figura 10	Consumi mensili gas naturale, Pfadler Spa [mc/m]	39
Figura 11	Consumi elettrici complessivi, Viotto Srl [kWh/m].....	42
Figura 12	Consumi mensili di gas naturale, Viotto Srl [mc/m].....	43
Figura 13	Consumi mensili gas naturale, Viotto Srl [mc/m].....	45
Figura 14	Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Viotto Srl.....	45
Figura 15	Consumi elettrici mensili, artigiani [kWh/m]	50
Figura 16	Divisione dei carichi elettrici tra le aziende artigiane	51
Figura 17	Consumi termici mensili, artigiani [kWh/m]	52
Figura 18	Divisione dei carichi termici tra le aziende artigiane	53
Figura 19	Confronto tra energia elettrica e termica consumata dagli artigiani	53
Figura 20	Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industrie, riportata in tep.....	54
Figura 21	Consumi elettrici e termici annuali dell'intera area produttiva di San Donà di Piave [kWh/m]	56
Figura 22	Confronto tra energia elettrica e termica consumata dall'intera area produttiva di San Donà di Piave	56
Figura 23	Confronto tra energia elettrica e termica consumata dall'intera area produttiva di San Donà di Piave, riportata in tep	56
Figura 24	Curva di durata energia elettrica 2015 [Kw/H].....	60
Figura 25	Percorso rete di teleriscaldamento	71
Figura 26	Confronto tra calore teleriscaldabile e totale.....	72
Figura 27	Andamento annuale del calore teleriscaldabile [kWh/m]	72
Figura 28	Profilo riscaldamento medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]	74
Figura 29	Profilo riscaldamento medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h].....	75
Figura 30	Profilo ACS medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]	75
Figura 31	Profilo ACS medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h]	76
Figura 32	Profilo raffrescamento medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h].....	77
Figura 33	Profilo raffrescamento medio per ogni mese nei giorni prefestivi [kW/h]	78
Figura 34	Profilo totale medio giorno feriale [kW/h].....	79
Figura 35	Profilo totale medio giorno prefestivo [kW/h].....	79
Figura 36	Andamento annuale non cumulato energia termica [kW/h].....	80
Figura 37	Curva di durata energia termica [kW/h].....	80
Figura 38	Costo medio della tubazione (Mazza, 2005).....	91
Figura 39	Confronto flussi di cassa non attualizzati delle due soluzioni [M€/anno]	98
Figura 40	Flussi di cassa attualizzati soluzione con due motori [M€/anno].....	99
Figura 41	Flussi di cassa attualizzati con tre motori [M€/anno]	99
Figura 42	Valori del coefficiente di trasposizione.....	104
Figura 43	Rappresentazione angoli per il calcolo della distanza minima di due file successive di pannelli fotovoltaici (Comini & Savino).....	104
Figura 44	Flussi di cassa non attualizzati fotovoltaico [M€/anno].....	107

Figura 45 Flussi di cassa attualizzati fotovoltaico [M€/anno]	108
Figura 46 L'urbanizzazione, principale causa di squilibri	119
Figura 47 Rappresentazione della laminazione di volumi d'acqua	121
Figura 48 Rete idrica dell'area produttiva di San Donò di Piave	124
Figura 49 Scambi chimici tra albero e ambiente.....	127
Figura 50 Ciclo organico della CO ₂	128
Figura 51 Letteratura sull'ombreggiamento con alberi e il risparmio di energia	133

Figure 1 Profili orari carico elettrico settimane di riferimento, Lafert Spa [kW/h]	17
Figure 2 Profili orari dei carichi elettrici, relativi ai dodici mesi, Lafert Spa [kW/h].....	19
Figure 3 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Lafert Spa [kWh/d].....	20
Figure 4 Curve di durata del carico elettrico, Lafert Spa [kW/h]	21
Figure 5 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Lafert Spa	23
Figure 6 Profili orari del carico elettrico settimane di riferimento, DrahtzugStein [kW/h].....	25
Figure 7 Profili orari dei carichi elettrici relativi ai 12 mesi, Drahtzug Stein [kW/h]	27
Figure 8 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Drahtzug Stein [kWh/d]	29
Figure 9 Curve di durata del carico elettrico, Drahtzug Stein [kW/h]	30
Figure 10 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale,Drahtzug Stein.....	32
Figure 11 Profilo orario del carico elettricp settimane di riferimento, Pfaudler Srl [kW/h].....	34
Figure 12 Profili orari dei carichi elettrici relativi ai 12 mesi, Pfaudler [kW/h].....	36
Figure 13 Consumi elettrici giornalieri per i 12 mesi dell'anno, Pfaudler Spa [kWh/d].....	37
Figure 14 Curve di durata del carico elettrico, Pfaudler Spa [kW/h].....	38
Figure 15 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Pfaudler Spa	40
Figure 16 Consumi elettrici mensili di ciascuna sede, Viotto Srl [kWh/m]	42
Figure 17 Contributi stagionalità sui consumi di gas naturale, Viotto Srl	44
Figure 18 Consumi energia elettrica mensile, aggregato industrie [kWh/m]	46
Figure 19 Divisine carichi elettrici annuali per industrie.....	47
Figure 20 Curva di durata del carico elettrico, aggregato industrie [kW/h]	47
Figure 21 Energia termica cumulata, aggregato industrie [kWh/m].....	48
Figure 22 Divisione dei carichi annuali energia termica per industrie	48
Figure 23 Contributo stagionalità sui consumi di gas naturale, aggregato industire	48
Figure 24 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industrie	49
Figure 25 Confronto tra energia elettrica e termica consumata dalle industire, riportata in tep....	49
Figure 26 Curva di durata energia alettrica, evidenza dell'energia prodotta dal gruppo cogenerativo nelle due soluzioni [kW/h]	67
Figure 27 Curva di durata termica con rappresentata l'energia termica prodotta dai MCI [kW/h]	82
Figure 28 Quadranti della linea elettrica dell'area produttiva	112

Tabella 1 Consumi gas naturale e energia termica,Lafert Spa.....	22
Tabella 2 Consumi di gas naturale e energia termica, Drahtzug Stein	31
Tabella 3 Consumi di has naturale e energia termica, Pfaudler Spa	39
Tabella 4 Consumi di gas naturale e energia termica, Viotto Srl.....	43
Tabella 5 Consumi di gas naturlae e energia termica, Viotto Srl.....	44
Tabella 6 Dati tecnici banchi frigo e surgelati Cash and Carry	54
Tabella 7 Riepilogo consumi energia elettrica e termica industrie e artigiani [kWh/anno].....	55
Tabella 8 Dati tecnici motori cogenerativi.....	59
Tabella 9 Valore energetici per ogni combinazione di MCI.....	60
Tabella 10 Ore di funzionamento effettive di ciascun MCI.....	61
Tabella 11 Energia termica cogenerata	61

Tabella 12 Energia elettrica cogenerata.....	62
Tabella 13 Consumo specifico	62
Tabella 14 Potenza termica sostituita	62
Tabella 15 Risparmio energetico annuo	63
Tabella 16 Riepilogo parametri energetici seconda soluzione	66
Tabella 17 Quota di copertura di ciascun motore in entrambe le soluzioni	67
Tabella 18 Quota di copertura dell'energia elettrica delle due soluzioni	68
Tabella 19 Giorni feriali prefestivi e festivi utilizzati per il calcolo (2015).....	73
Tabella 20 Fattori di distribuzione giornaliera	74
Tabella 21 Consumi energetici orari specifici di raffrescamento per il terziario	76
Tabella 22 Profilo raffrescamento medio per ogni mese nei giorni feriali [kW/h]	77
Tabella 23 Copertura del carico termico nelle due soluzioni	83
Tabella 24 Parametri energetici e ambientali del sistema elettrico nazionale (Bottio, 2008).....	85
Tabella 25 Sistema frigorifero sostituito con i gruppi ad assorbimento (Bonis, 2012).....	86
Tabella 26 Il sistema elettrico sostituito (Bottio, 2008)	88
Tabella 27 Risultati ottenuti	90
Tabella 28 Costo specifico tubazioni.....	91
Tabella 29 Costo MCI	92
Tabella 30 Costo sottostazioni d'utenza (IMOLA, s.d.)	92
Tabella 31 Costi specifici impiantistici	93
Tabella 32 Componenti costo d'investimento.....	94
Tabella 33 Costi fissi totali MCI	94
Tabella 34 Costi variabili MCI.....	95
Tabella 35 Costi variabili energia MCI.....	96
Tabella 36 Principali parametri economici calcolati con $i=5\%$	100
Tabella 37 Risparmio economico conseguito con le due soluzioni [€]	100
Tabella 38 Dati per il calcolo della radiazione solare globale annua	103
Tabella 39 Parametri per il calcolo dell'energia elettrica reale prodotta	105
Tabella 40 Principali parametri economici calcolati con $i=5\%$	108
Tabella 41 Risparmio economico conseguito [€]	109
Tabella 42 Riepilogo delle caratteristiche dei punti luce dell'area produttiva.....	113
Tabella 43 Lampade per tipologie installate.....	113
Tabella 44 Principali parametri delle lampade installate (Osram, s.d.).....	114
Tabella 45 Intervalli di accensione e spegnimento dell'illuminazione pubblica in Veneto.....	115
Tabella 46 Consumo annuo per ciascuna tipologia di lampada	116
Tabella 47 Consumo annuo per ciascuna tipologia di lampada	117