

POLITECNICO DI TORINO

Collegio Ingegneria Gestionale

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi di Efficientamento Energetico di un'Azienda Tipografica

Dimensionamento di Impianti Cogenerativi, Trigenerativi
e Fotovoltaici



Relatore:

Salvatore Mancò

Candidato:

Federico Fele

Aprile 2018

Sommario

1	Introduzione.....	1
1.1	Impianto Cogenerazione.....	2
1.2	Impianto Trigenerazione.....	4
1.3	Impianto Fotovoltaico.....	6
2	Azienda G. Canale & C.....	9
2.1	Processo Produttivo.....	10
3	Analisi Consumi Azienda.....	17
3.1	Richiamo Caratterizzazione energetica.....	17
3.2	Panoramica Consumi.....	20
3.3	Profilo Potenza Elettrica.....	22
3.3.1	Profilo Potenza Elettrica Lithoman.....	25
3.3.2	Profilo Potenza Elettrica Compressori.....	26
3.3.3	Profilo Potenza Elettrica Impianto Frigo.....	28
3.4	Profilo Potenza Termica.....	32
3.4.1	Profilo Potenza Termica CT1.....	33
3.4.2	Profilo Potenza Termica CT2.....	35
3.4.3	Profilo Potenza Termica Impianto Frigo.....	38
4	Dimensionamento Impianti Cogenerativi.....	47
4.1	CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento).....	48
4.2	Indici Impianto Cogeneratore.....	50
4.3	Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT1.....	53
4.4	Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT2.....	62
4.5	Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT1 e CT2.....	67
4.6	Dimensionamento Impianto Trigenerativo per CT1.....	72
4.7	Dimensionamento Impianto Trigenerativo per CT1 e CT2.....	79
5	Impianto Fotovoltaico.....	85
5.1	Produzione Energia Elettrica.....	92
5.2	Analisi Ritiro Dedicato.....	96
6	Analisi Economica.....	99
6.1	Costi Impianto Cogenerativo.....	99
6.2	Contratti di Fornitura Energetica.....	101

6.2.1	Contratto Fornitura Energia Elettrica.....	101
6.2.2	Contratti Fornitura Gas Naturale.....	104
6.3	Regime di Scambio sul Posto.....	107
6.4	Indici Economici.....	109
6.4.1	Definizione Flussi di Cassa.....	111
6.5	Analisi Economica dei Progetti.....	113
6.5.1	Impianto Cogenerativo per CT1.....	117
6.5.2	Impianto Cogenerativo per CT2.....	122
6.5.3	Impianto Cogenerativo per CT1 e CT2.....	123
6.5.4	Impianto Trigenerativo per CT1.....	127
6.5.5	Impianto Trigenerativo per CT1 e CT2.....	132
6.5.6	Impianto Fotovoltaico.....	135
7	Conclusioni.....	141
8	Bibliografia.....	145

Executive Summary.

Il lavoro di questa tesi si colloca nell'ambito dell'efficientamento energetico. Tale elaborato mostra il dimensionamento e la valutazione economica di progetti sviluppati per un'azienda di stampa industriale. L'azienda produce libri, riviste, giornali e prodotti per la grande distribuzione (ad esempio volantini convenienza). La maggior parte di tale produzione avviene nei processi di stampa piana e stampa rotativa. In particolar modo, la stampa rotativa risulta essere l'attività produttiva più energivora consumando circa il 70% dell'energia elettrica totale e il 65% del gas naturale totale dei consumi aziendali.

L'obiettivo della tesi è definire dei sistemi che permettano all'azienda di risparmiare sull'acquisto di energia (elettrica e gas naturale). I sistemi pensati per questa realtà aziendale sono:

- *impianto cogenerativo;*
- *impianto trigenerativo;*
- *impianto fotovoltaico.*

Oltre al risparmio sull'acquisto di energia, per gli impianti di cogenerazione, trigenerazione e fotovoltaico si ha un ricavo ulteriore dovuto alla vendita dell'energia elettrica non autoconsumata. Inoltre, è possibile ottenere un guadagno dalla vendita dei titoli di efficienza energetica per tutti gli impianti ad esclusione dell'impianto fotovoltaico.

Il metodo seguito si basa sulla costruzione del profilo di potenza elettrico e termico dell'azienda. Per la costruzione del profilo di potenza elettrico si parte dai consumi elettrici delle linee Lithoman, della centrale compressori e dell'impianto frigorifero. Per il profilo di potenza termico si parte dai consumi elettrici dell'impianto frigo e di gas naturale relativi alle due centrali termiche presenti nello stabilimento. Tali profili di potenza permettono di realizzare un diagramma di distribuzione cumulativo *potenza - ore* sia per la potenza elettrica che per la potenza termica. In generale l'area sottesa da questa curva rappresenta l'energia richiesta che deve essere soddisfatta tramite gli impianti cogenerativi e trigenerativi.

Ad eccezione dell'impianto fotovoltaico, per il quale la procedura di calcolo è differente, la cumulata termica ha permesso di individuare gli impianti cogenerativi e trigenerativi più adatti. In queste condizioni l'obiettivo primario diventa coprire la domanda di calore richiesta dalle centrali termiche e di acqua refrigerata richiesta dall'impianto frigorifero mentre la produzione di energia elettrica rappresenta un fattore secondario.

Nell'analisi dei consumi si è riscontrata la mancanza di dati per determinati intervalli di tempo, dovuti ad errori del sistema di misura. Si è ritenuto opportuno quindi procedere alla previsione di tali dati mediante regressione lineare, come ad esempio è stato necessario fare per l'impianto frigo. L'utilizzo della regressione lineare è servita anche

per ottenere una predizione giornaliera del consumo di gas naturale della centrale termica “CT2”.

Successivamente alla fase di dimensionamento, è stata eseguita un’analisi economica sulle varie soluzioni impiantistiche, ed è proprio su di essa che si basa la scelta finale dei progetti che dovrebbero essere adottati. L’analisi economica è fatta utilizzando il metodo del valore attuale netto (VAN) considerando investimenti finanziati con capitale proprio e con prestito. Il prestito può ricoprire l’intera somma dell’investimento o una sua percentuale.

Tra gli altri indici, utili alla valutazione, si riportano il tasso interno di rendimento (TIR) e il tempo di ritorno attualizzato dell’investimento (DPB).

Le principali ipotesi assunte nell’analisi economica sono:

- durata dell’investimento pari alla vita utile dei relativi impianti;
- aliquota fiscale pari alla somma di IRES +IRAP (relative al 2017);
- tasso prestito $i_p = 6\%$;
- tasso investimento $i = 8\%$.

Parte del lavoro di questa tesi è basato sull’applicazione delle normative riguardanti la cogenerazione e la vendita dell’energia. Nello specifico, per la cogenerazione si fa riferimento alla normativa sulla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) definita nel D.M 05/09/2011 che permette di quantificare i relativi titoli di efficienza energetica ottenibili. Per quanto riguarda la vendita dell’energia elettrica si fa riferimento alla convenzione di “scambio sul posto” definita dalla delibera 570/2012/R/efr e al “ritiro dedicato” secondo le disposizioni tecniche del gestore dei servizi energetici (GSE).

I calcoli di dimensionamento degli impianti descritti sono stati compiuti tramite il software Microsoft Excel. I fogli di calcolo sono stati strutturati seguendo il criterio di generalità in modo tale da poter essere applicati a qualsiasi altra organizzazione. Questi modelli rappresentano uno strumento che l’azienda potrebbe utilizzare per monitorare i propri consumi in base alla produzione e, se lo ritenesse opportuno, adoperarlo come riferimento per la valutazione di investimenti futuri

Concentrando lo studio sul processo di stampa rotativa è emersa la possibilità di effettuare un intervento di recupero dell’energia termica dai forni delle macchine. Tale lavoro è stato fatto basandosi su un’analisi dei fumi eseguita in maniera semplificata. A tal riguardo sarebbe necessario effettuare uno studio più dettagliato basato su delle effettive misure sperimentali sui camini delle Lithoman.

Con i dati a disposizione, il progetto sul recupero termico più conveniente è risultato quello che vede l’utilizzo del recuperatore HTA accoppiato ad un assorbitore Century AR-D170L2 da 556 kWf . È stata scelta questa marca di assorbitori perché tra quelle consultate (Century, Broad, Yazaki), presenta una gamma di modelli più ampia che permette di adattare al meglio la richiesta di energia frigorifera. Questo progetto

presenta un van di 1,194 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento pari a 1,5 anni [Tranchita, 2018].

Per quanto riguarda la cogenerazione, la soluzione più redditizia è risultata essere quella dimensionata per il soddisfacimento del fabbisogno termico dell'intero stabilimento. Per la scelta degli impianti cogenerativi sono state consultate tre aziende produttrici: Tedom, Jenbacher e MTU. Delle tre soltanto la Tedom è risultata essere quella più appropriata allo studio, in quanto presenta una gamma di motori di potenza elettrica più ampia che si adatta meglio agli impianti dimensionati. I motori Jenbacher e MTU presentano una gamma più ristretta adatta per applicazioni in cui è richiesta una potenza elettrica maggiore.

Nel dettaglio la soluzione migliore è quella che adopera un motore "Tedom Cento L330". La soluzione permette di produrre 1.419,264 *MWh*t a fronte dei 3370,819 *MWh*t richiesti. Questa soluzione permette di ottenere un van di 0,501 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento di 6,5 anni.

In riferimento alla trigenerazione, la migliore soluzione in termini economici è costituita dalle seguenti unità:

- Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2;
- Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2.

Tale impianto permette di produrre 1897,006 *MWh*t contro i 3370,819 *MWh*t richiesti per soddisfare la domanda di energia delle centrali termiche e di produrre 1732,490 *MWh*t dei 2379,073 *MWh*t di energia per soddisfare la domanda dell'impianto frigo. Questa soluzione permette di ottenere un van di 1,360 mln€ e un tempo di recupero dell'investimento di 5,41 anni.

Tale progetto è risultato, tra tutti quelli cogenerativi e trigenerativi, il più redditizio.

Riguardo allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, l'impianto fotovoltaico che permette un maggiore ritorno economico risulta essere quello realizzato sulla sola superficie del tetto del vecchio capannone. Questo impianto presenta una potenza di 180 *kWp* e permette di ottenere un van di 0,148 mln€ e un tempo di ritorno dell'investimento di 10,45 anni. Gli altri impianti non hanno portato a risultati economicamente rilevanti.

Per la definizione del costo dei cogeneratori è stata utilizzata una funzione logaritmica poiché non è stato possibile ottenere un preventivo sul costo reale degli impianti. Anche per la definizione del costo di alcuni assorbitori è stato necessario adoperare la stessa metodologia di previsione.

Si è notato dalle prove effettuate che aumentando la potenza degli impianti aumenta la produzione dell'energia elettrica e termica ma non sempre il ritorno economico dell'investimento. Infatti, molte soluzioni, pur garantendo una copertura della domanda energetica, sono state scartate a vantaggio di impianti di taglia minore.

In generale, questo tipo di impianti (cogeneratore e trigeneratore) permette all'azienda di trarre un doppio vantaggio: il primo derivante dal risparmio sui consumi termici ed elettrici, ed il secondo dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica non autoconsumata.

Come ipotesi per progetti futuri riguardanti l'impianto fotovoltaico si potrebbe prendere in considerazione il dimensionamento di un impianto di *solar cooling* o *solar water heating*.

In definitiva considerando tutti i progetti analizzati, sono consigliabili per l'azienda due investimenti alternativi:

- soluzione trigenerativa, con la quale si potrebbe eliminare un gruppo frigo e sostituire la centrale termica "CT2" con una di potenza inferiore e più efficiente. L'intero impianto può essere posizionato sul tetto del nuovo capannone o sul lato nord dello stabilimento;
- soluzione relativa al recupero di calore dalle linee Lithoman, associata ad un impianto cogenerativo dimensionato sul fabbisogno della centrale termica "CT2". In questo caso il recuperatore va a coprire il fabbisogno termico del nuovo capannone e dell'impianto frigo mentre il cogeneratore va a coprire il fabbisogno termico del vecchio capannone. Con questa soluzione è possibile fare a meno di due gruppi frigo ed eliminare la caldaia meno efficiente (CT2). L'impianto cogenerativo può essere posizionato in corrispondenza della "CT2" sempre sul lato nord dello stabilimento.

Per tutte le soluzioni è possibile realizzare l'impianto fotovoltaico in quanto indipendente dai due progetti.

Entrambi questi sistemi, a cui si aggiungono anche quelli dimensionati per la sola cogenerazione, permettono di risparmiare tep (tonnellate equivalenti petrolio) Tale miglioramento dei consumi permette una riduzione delle emissioni inquinanti.

Nomenclatura.

V_f°	Quota di gas naturale soggetta alla riduzione di accisa.
P_{frigo}	Potenza frigorifera.
P_T	Potenza termica.
$P_{T_richiesta}$	Potenza termica richiesta.
P_{T_frigo}	Potenza termica impianto frigo.
$P_{T_richiesta}^{frigo}$	Potenza termica frigo richiesta.
P_{Asb1}	Potenza termica assorbitore_1.
P_{Asb2}	Potenza termica assorbitore_2.
P_{T_IC1}	Potenza termica motore primario.
P_{T_IC2}	Potenza termica motore secondario.
EE_{C_IC1}	Energia elettrica ceduta nella rete dal motore primario
EE_{C_IC2}	Energia elettrica ceduta nella rete dal motore secondario.
E_{T_IC}	Energia termica prodotta dal cogeneratore.
E_{T_CT}	Energia termica centrale termica.
E_{T_frigo}	Energia termica impianto frigo.
EE_{I_IC1}	Energia elettrica importata dalla rete dal motore primario.
EE_{I_IC2}	Energia elettrica importata dalla rete dal motore secondario.
EE_R	Energia elettrica richiesta.
EE_{IC1}	Energia elettrica generata dal motore primario.
EE_{IC2}	Energia elettrica generata dal motore secondario.
GN_{IC}	Gas naturale consumato dal cogeneratore.
GN_{risp}	Gas naturale risparmiato dalla caldaia.
C_{GN}	Costo del gas naturale pagato dall'azienda.
$C_{GN_autoc}^{IC}$	Costo del gas naturale usato per la cogenerazione in regime di autoconsumo.

- C_{GN_ICee} Costo del gas naturale usato dal cogeneratore per la produzione di energia elettrica.
- $C_{GN_ex}^{ICee}$ Costo del gas naturale eccedente la quota soggetta alla riduzione di accisa.
- C_{GN_IC} Costo totale del gas consumato dal cogeneratore durante il funzionamento.
- C_{f_IC} Costo del gas totale relativo alla cogenerazione.
- C_{f_autoc} Costo del gas totale relativo alla quota di energia elettrica autoconsumata.
- C_{OM} Costo manutenzione impianto.
- c_{eeV} Costo evitato della componente variabile dell'energia elettrica.
- c_{eeF} Costo evitato della componente fissa dell'energia elettrica.
- c_{ee_Frigo} Costo evitato dell'energia elettrica usata dall'impianto frigo.
- $C_{evitato_EE}$ Costo evitato di energia elettrica dalla cogenerazione.
- R_{ee} Ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica.

1 Introduzione.

Lo scopo di questa tesi è definire la fattibilità economica di alcuni progetti di efficientamento energetico da implementare presso l'azienda G. Canale & C. sita in Borgaro Torinese a seguito di una campagna di analisi dei consumi energetici.

La tesi fa parte di un contesto più ampio che è quello della gestione dei sistemi energetici definito nella norma ISO 50001 "*Sistemi di gestione dell'energia – Requisiti e linee guida per l'uso*". Grazie a questa attività è possibile osservare e capire i consumi che un determinato sistema sostiene nel tempo. Oggi sta diventando fondamentale per le organizzazioni avere un controllo dei consumi energetici in quanto fattore di vantaggio nella competitività del mercato.

In questo lavoro, i consumi elettrici e termici dell'azienda sono confrontanti con quelli della produzione per avere un prospetto più ampio e preciso circa il funzionamento delle linee produttive, in modo da definire la tecnologia e l'investimento migliore da adottare al fine di ridurre i consumi e i costi energetici. Tale lavoro segue in parte un primo studio svolto sempre nella stessa azienda sulla caratterizzazione energetica.

Nello specifico vengono definiti tre casi:

- Impianto di cogenerazione;
- Impianto di trigenerazione;
- Impianto fotovoltaico.

L'impianto di cogenerazione produrrà acqua calda che sarà usata per coprire il fabbisogno dell'impianto di riscaldamento dello stabilimento.

L'impianto di trigenerazione sarà usato per la produzione di acqua calda per il riscaldamento dello stabilimento e per la produzione di acqua refrigerata da usare nel processo di stampa rotativa.

L'energia elettrica prodotta servirà a coprire i fabbisogni dell'azienda.

Il criterio che viene usato per la scelta degli impianti in questo progetto è basato sulla copertura della domanda di energia termica e sulla convenienza economica. A tale scopo verrà applicato anche il criterio della modularità (criterio che consiste nello scegliere più impianti con potenza minore rispetto ad uno con una potenza molto più grande) per soddisfare al meglio il fabbisogno di energia termica ed elettrica.

In questo capitolo si riporta una breve descrizione delle tecnologie usate nel progetto.

Nel secondo capitolo viene presentata l'azienda con la descrizione delle linee produttive presenti al suo interno.

Nel terzo capitolo si espone una breve descrizione dello studio precedente alla tesi e si analizzano i consumi elettrici e termici dell'azienda da cui partire per dimensionare gli impianti.

Nel quarto capitolo si espongono i passaggi fatti per dimensionare gli impianti di cogenerazione e trigenerazione. Dai profili di potenza termica ed elettrica si costruisce la relativa cumulata termica su cui si dimensionano i vari impianti. Sono presenti anche dei richiami alla normativa CAR [MISE. 2012].

Nel quinto capitolo si riporta il dimensionamento sull'impianto fotovoltaico e le nozioni sulla normativa del ritiro dedicato [GSE] usato per la vendita dell'energia.

Nel sesto capitolo vengono rappresentate le conclusioni dal punto di vista economico riguardante il miglior progetto che l'azienda dovrebbe adottare.

Nel settimo capitolo si espongono le considerazioni finali.

1.1 Impianto Cogenerazione.

Il cogeneratore permette di produrre in maniera combinata energia elettrica ed energia termica. L'impianto di cogenerazione è costituito da un motore primo, un generatore elettrico e un sistema di recupero termico del calore generato dal motore.

Gli impianti di cogenerazione si differenziano in base al tipo di motore con cui sono realizzati. I principali motori sono:

- Motore a combustione interna;
- Turbine a gas;
- Turbine a vapore;
- Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
- Turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- Motori Stirling;
- Pile a combustibile;



Figura 1.1 Impianto Cogenerazione Tedom T200

Nel caso di impianti con motori a combustione il recupero di calore (figura 1.2) avviene sia tramite uno scambiatore che sfrutta i fumi esausti della combustione prima che questi siano scaricati nell'atmosfera (recupero a temperatura più alta), sia tramite circuito di raffreddamento del motore (recupero a temperatura più bassa). Il calore viene utilizzato di solito per riscaldare l'acqua da destinare alle centrali termiche.

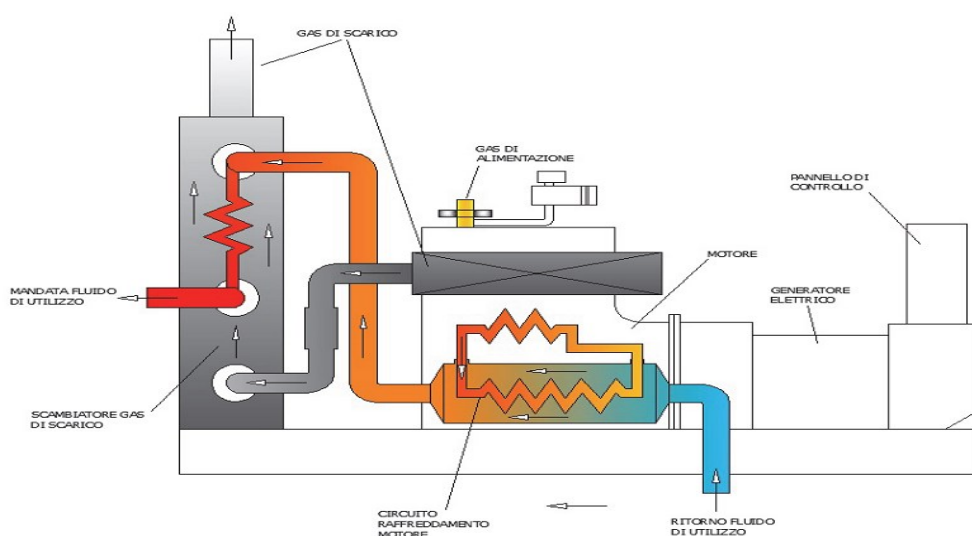


Figura. 1.2 Schema recupero calore Cogeneratore

È possibile fare una classificazione degli impianti di cogenerazione in base alla capacità elettrica installata. Gli impianti di micro-cogenerazione hanno una capacità inferiore ai 50 kWe. Gli impianti di piccola cogenerazione hanno una capacità installata sino a

1 MWe. Gli impianti con capacità superiore sono detti di media o grande cogenerazione. Gli impianti di piccola cogenerazione con motori a combustione interna presentano i rendimenti elettrici migliori e l'energia termica recuperabile e circa uguale alla potenza elettrica [Mancò, 2017].

I generatori elettrici impiegati negli impianti di cogenerazione sono alternatori sincroni oppure asincroni. Il cogeneratore può operare secondo due modalità:

- *parallelo alla rete*: il cogeneratore soddisfa la domanda di elettricità richiesta e nel caso in cui la domanda risulti superiore alla capacità prodotta questa è integrata dalla rete, altrimenti la parte prodotta in eccesso può essere riversata in rete;
- *emergenza (stand by)*: il cogeneratore soddisfa la domanda di elettricità quando si presenta un'interruzione della fornitura dalla rete.

1.2 Impianto Trigenerazione.

L'impianto di trigenerazione è un sistema di cogenerazione che permette di produrre contemporaneamente oltre che energia elettrica e calore anche energia frigorifera. La produzione di energia frigorifera avviene tramite assorbitori che sfruttando l'acqua calda prodotta dal cogeneratore generano acqua refrigerata. Il trigeneratore è costituito quindi da un impianto cogenerativo a cui si aggiunge un assorbitore per la produzione di energia frigorifera e una torre evaporativa.

Gli assorbitori si dividono in:

- *assorbitori ad alimentazione diretta (o fiamma diretta)*: la sorgente termica è creata direttamente dall'assorbitore tramite combustibile;
- *assorbitori ad alimentazione indiretta*: la sorgente termica deriva da un fluido termovettore che arriva dall'esterno (acqua calda o vapore).

Le coppie di refrigerante-assorbente usate in questo processo sono acqua-bromuro di litio che permettono di raggiungere temperature sino a 4 °C e ammoniaca-acqua che permettono di raggiungere temperature fino a -60 °C.

La prestazione termodinamica di un assorbitore è espressa dal coefficiente di prestazione COP (Energy Efficiency Ratio) definito come

$$COP = \frac{P_{frigo}}{P_T}$$

La figura 1.3 mostra il funzionamento di un assorbitore.

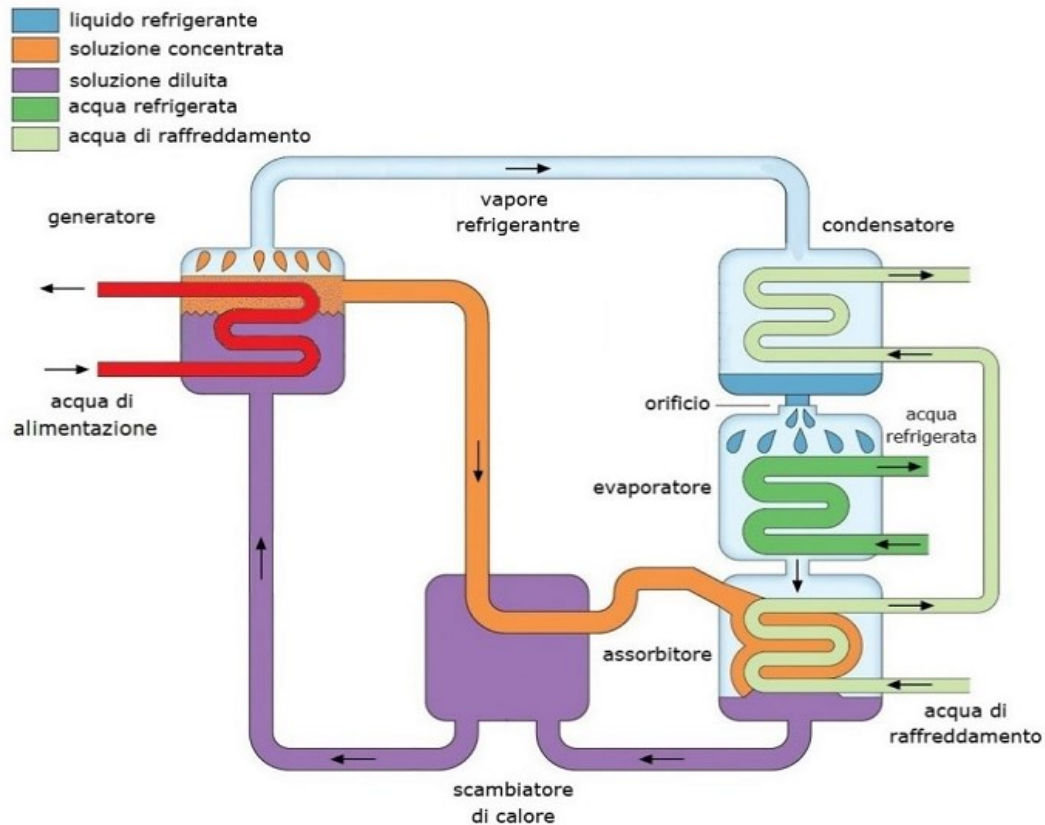


Figura. 1.3 Schema Assorbitore

L'acqua calda proveniente dal cogeneratore porta ad ebollizione la soluzione di acqua e bromuro di litio contenuta nel generatore. L'ebollizione produce vapore acqueo, il quale costituisce il refrigerante, che arriva al condensatore condensando sulla superficie delle serpentine del circuito di raffreddamento. Il liquido refrigerante così ottenuto passa all'evaporatore. Nell'evaporatore si ha una pressione più bassa di quella che si trova nel generatore e nel condensatore. Per questo motivo il liquido refrigerante posto al suo interno bolle ed assorbe calore evaporando sulla serpentina del circuito dell'acqua da refrigerare. Il vapore refrigerante viene assorbito dalla soluzione concentrata di bromuro di litio mentre questa passa sulle serpentine dell'assorbitore. L'acqua di raffreddamento permette di eliminare il calore di condensazione. La soluzione di bromuro di litio viene poi preriscaldata nello scambiatore di calore prima di ritornare al generatore.

Per eliminare il calore, gli assorbitori sono associati ad una torre evaporativa. Il principio di funzionamento si basa sull'utilizzazione del calore latente di evaporazione dell'acqua. Il pregio delle torri evaporative è che il raffreddamento dell'acqua avviene con un consumo di energia minore rispetto ad un sistema di raffreddamento ad aria [CMT, 2009].

1.3 Impianto Fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico è un impianto per la produzione di energia elettrica costituito dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici. La generazione dell'energia elettrica avviene attraverso la conversione dell'energia solare da parte dei pannelli fotovoltaici.

Esistono due tipologie di impianti fotovoltaici:

- *ad isola (stand alone)*: impianti non connessi alla rete elettrica dove l'energia prodotta viene accumulata tramite batterie;
- *connessi alla rete (grid-connected)*: impianti in cui l'energia prodotta può essere ceduta alla rete elettrica.

Il pannello fotovoltaico è costituito da una serie di celle solari realizzate con semiconduttori in silicio. I pannelli fotovoltaici più comuni in commercio sono:

- *pannelli con celle in silicio monocristallino*: sono realizzate con cristalli di silicio con alto grado di purezza. Questo tipo di cella presenta un rendimento compreso tra il 16-21% e un costo elevato;
- *pannelli con celle in silicio policristallino*: sono più facili da realizzare e più economiche rispetto alle altre. Il rendimento è compreso tra il 15-17%;
- *pannelli con celle in silicio amorfo*: sono molto economiche da produrre ma presentano un rendimento basso di circa 8 - 10%;
- *pannelli a film sottile*: sono composti da strati di materiale semiconduttore principalmente silicio amorfo, telloruro di cadmio e solfuro di cadmio. Sono realizzati depositando il semiconduttore direttamente su un supporto quale vetro o plastica. Sono molto economici ma hanno un rendimento basso compreso tra 5-8%.

La produttività di un impianto fotovoltaico dipende quindi dalla tecnologia della cella utilizzata e dalla sua posizione. In base alla localizzazione varia l'irraggiamento del sole. In Italia l'irraggiamento medio [ENEA] è pari a:

- Nord: 1400 kwh/m^2 ;
- Centro: 1600 kwh/m^2 ;
- Sud: 1900 kwh/m^2 .

L'irraggiamento è composto da tre contributi:

- *radiazione diretta* che colpisce una superficie con un unico angolo di incidenza;
- *radiazione diffusa* che colpisce il suolo da tutte le direzioni. È generata nell'atmosfera a causa della diffusione ottica della radiazione incidente;

- *radiazione riflessa* (o componente albedo) del terreno, specchi d'acqua o superfici orizzontali. Dipende dalla radiazione diffusa e dalle proprietà riflettenti della superficie.

Dato l'irraggiamento, il pannello deve essere sistemato con la giusta angolazione in modo da massimizzare la produzione di energia. A tale scopo si devono definire due parametri fondamentali: l'*angolo di tilt* e l'*angolo di azimuth*. L'angolo di tilt stabilisce l'inclinazione del pannello rispetto all'asse orizzontale. Più l'angolo di incidenza dell'irraggiamento tende ad essere normale al pannello, minore sarà la componente riflessa e di conseguenza la produzione di energia elettrica del pannello sarà maggiore. In Italia l'angolo di tilt che permette di massimizzare la produzione è di circa 35° al nord e 30° al sud.

L'angolo di azimuth rappresenta lo scostamento rispetto all'asse nord-sud. I pannelli devono essere il più possibile orientati verso sud (*azimut* = 0°) per beneficiare dell'esposizione solare e massimizzare la produzione.

I dati necessari per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico sono la superficie utile disponibile da destinare all'impianto e la domanda di energia elettrica dell'utenza. Con queste informazioni si può poi scegliere la tipologia di pannelli e la loro collocazione.

La vita utile di un pannello fotovoltaico è circa 25 anni. Il costo di manutenzione è relativamente basso e riguarda la pulizia periodica dei pannelli e la sostituzione di parti dell'impianto quali inverter o batterie nel caso di impianti stand alone [ENEA].

2 Azienda G. Canale & C.

In questo capitolo viene descritto il processo produttivo svolto all'interno dell'azienda.

L'azienda G. Canale & C, è un'azienda leader nel settore della stampa editoriale e commerciale a livello europeo. I prodotti che caratterizzano l'attività dell'azienda sono libri, riviste, periodici e materiale per la grande distribuzione organizzata (ad esempio i volantini convenienza). In generale i prodotti realizzati sono composti da due parti che caratterizzano la fase produttiva:

- *segnatura*: parte interna (stampato, piegato e raccolto)
- *copertina*: parte esterna (stampata e piegata) che viene confezionata assieme alla segnatura.

In base alla tipologia della lavorazione, il prodotto finito può essere classificato come brossura, cartonato (classico o olandese), punto metallico o altre tipologie più particolari.

Le fasi lavorative che portano al prodotto finito possono essere raggruppate in tre grosse divisioni aziendali:

- Premedia;
- Produzione;
- Distribuzione.

La divisione Premedia opera nell'editoria e nella comunicazione. Si occupa della collaborazione con gli editori, aziende e agenzie per la creazione dei nuovi prodotti o per la promozione e commercializzazione dei prodotti. Inoltre, questa divisione permette di creare prodotti che possono essere utilizzati in un contesto più moderno rispetto a quello classico della stampa. Molti progetti sono sviluppati per essere utilizzati su web, mobile, ebook e televisione.

Nella fase produttiva si realizza il prodotto finale da inviare alla distribuzione.

2.1 Processo Produttivo.

Il processo produttivo si può dividere in:

- prestampa e incisione lastre (CTP);
- stampa piana (a foglio) e rotativa (in bobina);
- eventuale plastificazione o verniciatura;
- taglio;
- piega;
- raccolta e cucitura;
- confezionamento.

Il reparto di *prestampa e incisione lastre* (computer to plate) è costituito da una macchina “CTP Magnus” e una “CTP Trendsetter”. Questo tipo di macchina utilizza la tecnologia elettronica digitale che consente di ottenere le forme di stampa (dette lastre) senza dover utilizzare delle matrici. Questo reparto utilizza come vettori energetici energia elettrica, acqua, aria compressa e gas naturale per alimentare il forno di cui sono dotati queste macchine. Il processo consiste nell’incidere, tramite un raggio laser, in una lastra di alluminio, i punti in cui riportare, sul supporto da stampare, l’inchiostro necessario.

Le fasi principali di questo processo sono:

- *incisione*: in questa fase, il file ricevuto dal cliente viene inviato ad un computer che, invia ad una testa laser le informazioni necessarie ad incidere la lastra;
- *cottura*: la lastra passa attraverso un forno di cottura che indurisce, tramite l’azione di lampade UV, il materiale colpito dal laser;
- *sviluppo*: durante questa fase la lastra passa in una vasca dove prima viene lavata con acqua e poi, con un liquido particolare, sviluppata eliminando il materiale non inciso (che quindi non si è precedentemente indurito);
- *punzonatura*: la lastra a questo punto viene punzonata, cioè vengono eseguiti degli scansi di dimensioni ben precise in punti stabiliti per dare dei riferimenti dimensionali fissi al caricamento sul gruppo stampa. A seconda della macchina per cui le lastre sono state incise, i segni di punzonatura possono avere forma e posizione diversa;
- *ricottura*: questa fase, non sempre necessaria, serve ad indurire ulteriormente la lastra per darle una maggiore resistenza all’usura; è necessaria per tirature particolarmente lunghe. Questo forno, a differenza del primo, utilizza delle resistenze elettriche oppure gas naturale.

Il *processo di stampa* è quello denominato “offset”. Con questa tecnica il passaggio dell’inchiostro non avviene direttamente sulla lastra ma attraverso una superficie

intermedia di gomma. La stampa avviene attraverso l'impiego di tre cilindri a contatto tra loro.

Il primo cilindro porta la lastra di alluminio avvolta ad esso, che viene bagnata dai rulli umidificatori ed inchiostatori; il secondo, di caucciù, riceve l'inchiostro dalla lastra e riporta la stampa sul foglio, che è fatto girare dal terzo cilindro, detto cilindro di pressione.

La zona non stampante della lastra è trattata in modo idrofilo, quindi attira acqua respingendo l'inchiostro, mentre la zona stampante è trattata lipofilmente per assorbire e trasmettere inchiostro sulla superficie da stampare.

L'evaporazione può avvenire in forno, dove si utilizza aria calda per riscaldare il materiale oppure mediante spruzzatura di materiale assorbente direttamente sui fogli stampati.

I vantaggi di questo tipo di stampa sono dovuti all'utilizzo del rullo di gomma che permette sia di trasferire l'inchiostro non solo ad un supporto cartaceo ma anche ad altri tipi di materiale (come plastica o metallo), sia anche di avere una stampa di qualità migliore.

Nella *stampa piana* l'inserimento del foglio nella macchina avviene mediante una serie di aspiratori che, alzando il foglio, lo dividono dai sottostanti, ponendolo su un piano di scorrimento. Il foglio, preso dagli aspiratori e messo a registro, passa nel primo castello dove verrà stampato il primo colore per poi passare nei successivi (attraverso cilindri) per ricevere gli altri, ed uscire a stampa completata.

Il reparto di stampa piana è costituito da tre macchine per la stampa piana: "KBA 70x100", "KBA 120X160" e "KBA 120x160 convertibile". Questo reparto utilizza come vettori energetici energia elettrica, acqua e aria compressa.

Nella *stampa rotativa* l'inserimento della carta avviene svolgendo una grossa bobina di carta (altezza max 206 cm). La stampa di entrambi i lati della carta avviene contemporaneamente.

Il reparto di stampa rotativa è costituito da due linee "Lithoman 80 pagine". Questo tipo di macchina permette di avere una stampa di circa 40.000 copie/ora. Questo reparto occupa un intero capannone dello stabilimento.

La Lithoman è il macchinario più importante all'interno dell'azienda. Il lavoro svolto da questa macchina può essere riassunto in quattro fasi: stampa, asciugatura, piegatura e confezionamento o imballaggio del prodotto finito. Questa macchina utilizza energia elettrica, acqua, gas naturale per alimentare i forni e aria compressa.

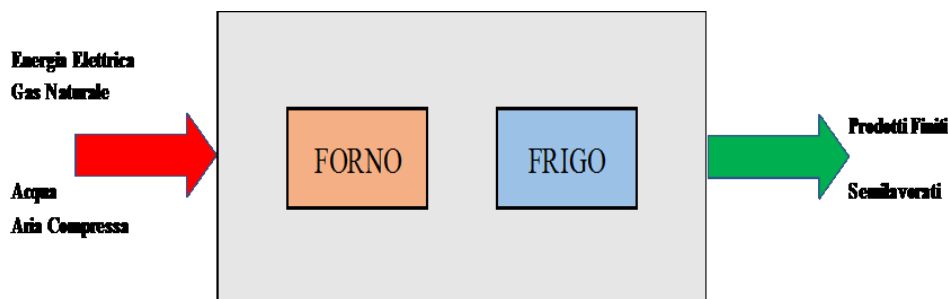


Figura 2.1 Sistema energetico della Lithoman

Le materie in ingresso sono carta in bobine, inchiostro, lastre di alluminio e i composti necessari per il processo di stampa. In uscita dal processo si ha il prodotto finito o semilavorato, scarti di carta e cartone, imballi di legno e plastica e le lastre usate per la stampa.

La fase di stampa inizia con il carico delle bobine di carta. Il sistema di carico bobine permette di avere tre bobine unite ad un capo in modo da formare un nastro unico di carta. Dopo che il nastro di carta viene stampato (figura 2.2) entra in un forno di lunghezza circa 15 metri. Il forno è costituito da tre camere a temperatura diversa dove sopra è posizionato un postbruciatore che mantiene la temperatura intorno a 760 °C. In questo modo vengono bruciati circa il 98% dei solventi presenti nella stampa.

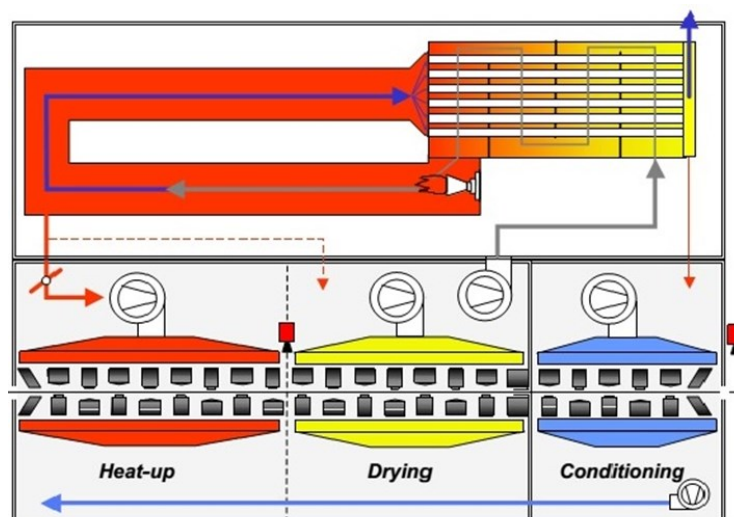


Figura 2.2 Forno Lithoman

Una volta che il nastro di carta esce dal forno passa in una serie di calandre (trentasei) (figura 2.3) allo scopo di essere raffreddato. Queste calandre ricevono acqua refrigerata da un impianto di refrigerazione. La temperatura dell'acqua è 7-12°C. Dopo che il

nastro esce dalle calandre viene piegato e imballato secondo le esigenze. Il maggiore volume produttivo dell'azienda avviene con queste due macchine.



Figura 2.3 Postazione di stampa Lithoman



Figura 2.4 Calandre raffreddamento Lithoman

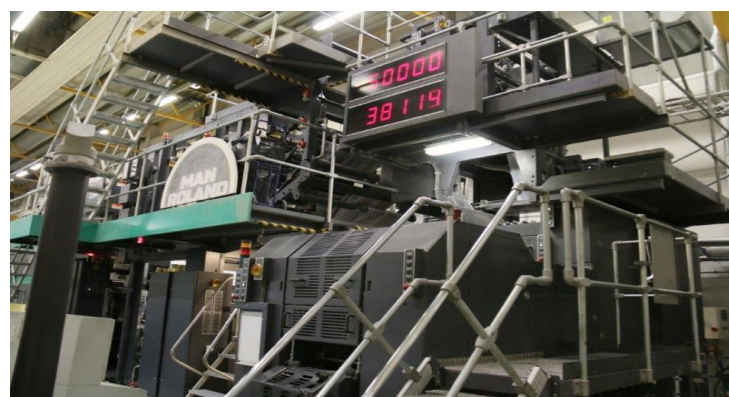


Figura 2.5 Postazione contacopie Lithoman

Il *processo di verniciatura UV* ha lo scopo di stendere un sottile strato di vernice UV lucida od opaca sul foglio stampato. Il foglio viene fatto passare sotto un rullo spalmatore che, opportunamente regolato, stende un velo sottile su tutta la superficie e, successivamente, sotto una serie di lampade UV che provocano l'evaporazione e l'essiccazione istantanea della vernice. Il reparto è costituito da una macchina per la verniciatura "Giardina" e da una plastificatrice "Tecnomac". I vettori energetici sono energia elettrica e aria compressa.

Nel *reparto di legatoria* avvengono le fasi finali della produzione. Queste sono taglio, piega, raccolta-cucitura e brossura. Generalmente le prime tre fasi sono fasi in preparazione alla brossura.

- Il *taglio* è un'operazione che può essere eseguito in due momenti distinti: prima o dopo della stampa. Quest'operazione viene eseguita su gruppi di fogli riuniti in mazzi o risme.
- La *piega* è l'operazione con la quale un foglio viene trasformato in una sequenza ordinata di pagine mediante un serie di pieghe parallele, incrociate o combinate.
- La *raccolta-cucitura* ha lo scopo di raccogliere le varie segnature che compongono il volume stampato, tranne la copertina. A seconda poi della tipologia di prodotto, le varie segnature possono essere "legate" o "cucite" insieme utilizzando un filo di cotone.

La *fase di brossura* permette di ricoprire il blocco libro cucito o non cucito con un unico foglio di carta o cartoncino (copertina) incollato sul dorso.

Il *reparto di piega* è costituito da due macchine per il taglio "Wohlenberg", una piega "MBO" e due macchine "Kolbus". Il reparto di legatoria, stampa piana e incisione lastre occupa un altro capannone dello stabilimento.

Tutto il reparto legatoria e brossura, verniciatura e plastificazione usa come vettori energetici: energia elettrica e aria compressa.

Tutti i reparti utilizzano aria compressa a 7 bar necessaria per il funzionamento delle macchine. Le macchine per la stampa piana (KBA) e verniciatura (Giardina) utilizzano anche aria compressa a 2.5 bar prodotta dalla centrale di soffio-vuoto. La centrale dell'aria compressa è costituita da tre compressori rotativi a vite Kaeser e un essiccatore MTA.

Nello stabilimento sono presenti due magazzini adibiti allo stoccaggio della carta in formato foglio e in formato bobine. Oltre a questi sono presenti dei magazzini per lo stoccaggio degli inchiostri per la stampa piana, inchiostri pantone per stampa piana, sostanze e materie prime per la stampa piana, rotativa e legatoria, plastica e vernice UV. Gli inchiostri usati dalle linee Lithoman sono stoccati in silos da 18.000 kg/cad.

Lo stabilimento è costituito da due capannoni: vecchio capannone con una superficie di circa 14.400 m^2 e nuovo capannone con una superficie di circa 10.300 m^2 . Oltre ai due capannoni sono presenti anche la palazzina uffici e la palazzina adibita a servizio di sorveglianza.

3 Analisi Consumi Azienda.

Questo capitolo richiama lo studio fatto precedentemente sulla caratterizzazione dei consumi energetici dell'azienda per poi passare alla definizione dei profili di potenza elettrica e termica dello stabilimento.

3.1 Richiamo Caratterizzazione energetica.

Il rapporto di collaborazione con l'azienda è iniziato con lo studio di un progetto di energy review per la definizione di un audit energetico. L'obiettivo di tale studio è stato quello di analizzare l'azienda dal punto di vista dei consumi energetici, per poter realizzare un modello in grado di controllare i consumi futuri in modo tale da permettere all'azienda di risparmiare sull'acquisto di energia elettrica e gas naturale.

Il progetto si articola in due fasi:

- raccolta dei dati sulla produzione e sui consumi energetici tramite sistemi di misura propri dell'azienda, contatori elettrici e di gas naturale e bollette di energia elettrica e gas naturale;
- analisi dei dati per la realizzazione della caratterizzazione del sistema.

Il progetto si è concentrato sul processo di stampa rotativa (Lithoman, compressori, impianto frigorifero) ritenuto il più energivoro dell'intero stabilimento.

La caratterizzazione energetica consiste nel definire una relazione tra costi e consumi di energia, basandosi sugli energy drivers che vengono rilevati all'interno di un sistema.

La caratterizzazione fa parte di una metodologia di analisi definita Energy Monitoring & Targeting.

Per Energy Monitoring & Targeting dei consumi energetici si intende la raccolta, l'analisi e l'interpretazione di informazioni sull'uso dell'energia al fine di individuare le opportunità per ridurre i consumi e i costi di energia. Questa metodologia è espressa nella norma ISO 50001 [Mancò, et al., 2017].

I passi per definire un sistema di gestione dell'energia sono:

- *planning inputs*: si raccolgono i dati passati e presenti riguardanti l'uso dell'energia, le variabili che costituiscono un consumo rilevante di energia e le performance attuali del sistema;
- *energy review*: analisi dei dati raccolti riguardo l'uso e il consumo dell'energia, identificazione delle aree più significative dal punto di vista del consumo e dell'utilizzo di energia e pianificazione delle attività per migliorare le performance energetiche del sistema;
- *planning output*: si definiscono gli obiettivi, gli EnPI, energy baseline e le azioni da intraprendere.

I dati utilizzati nel progetto riguardano la produzione e il consumo energetico per gli anni 2014, 2015 e 2016.

L'azienda negli anni ha adottato significativi interventi per la riduzione dei consumi energetici e questo è stato riscontrato nel progetto.

Nella caratterizzazione è importante che le informazioni sull'energia e sugli energy drivers raccolte siano temporalmente sincronizzate fra loro. Per la caratterizzazione sono stati individuati come energy drivers la *produzione* della stampa rotativa e i *gradi giorno (GG)*.

La prima caratterizzazione eseguita sulle linee Lithoman riguarda la relazione tra il consumo di energia elettrica e la produzione. La caratterizzazione permette di ottenere, dai dati passati, una previsione sui consumi futuri. Il modello previsionale adottato è di tipo lineare. Secondo questo metodo quindi, il consumo di energia elettrica viene espresso dall'equazione di una retta del tipo:

$$C = C_0 + c_1 \cdot V$$

dove C_0 rappresenta il consumo fisso di energia elettrica, c_1 rappresenta la quota variabile e V rappresenta il volume produttivo.

Sempre sulle linee Lithoman è stata fatta anche la caratterizzazione tra consumo di gas naturale utilizzato nei forni e la produzione. In questo caso l'equazione caratteristica è costituita da C_0 che rappresenta il consumo fisso di gas naturale, c_1 che rappresenta la quota variabile e V che rappresenta il volume produttivo.

La caratterizzazione eseguita utilizzando come energy driver i gradi giorno, riguarda il consumo di gas per riscaldamento e il consumo di energia elettrica per l'impianto frigo. In particolare, sono stati definiti i gradi giorno invernali e estivi.

La formula generale per il calcolo dei GG è:

$$GG = \sum_{j=1}^{ng} G_j$$

dove:

- ng rappresenta il numero di giorni che si considerano;
- $GG_j = T_i - T_{em,j}$ rappresenta i gradi giorno per il j -esimo giorno, nel caso di GG estivi viene invertita la formula $GG_j = T_{em,j} - T_i$;
- T_i rappresenta la temperatura interna di riferimento;
- $T_{em,j}$ rappresenta la temperatura esterna media giornaliera.

L'equazione caratteristica che si ottiene utilizzando come energy drivers i GG è la seguente:

$$C = C_0 + c_1 \cdot GG$$

Per effettuare l'analisi sul consumo del gas naturale utilizzato per la centrale termica, sono stati usati i GG *invernali* calcolati con $T_i = 18^\circ C$ e riferiti ad un periodo che va dal 15 Ottobre al 15 Aprile. È stata scelta questa temperatura di riferimento perché circa uguale a quella presente all'interno del capannone in accordo al “Decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74, art. 3 comma 1”.

Se l'intercetta della retta è negativa, può significare che l'energia termica non è richiesta finché la temperatura esterna non scende sotto un certo livello di GG . In questo caso, può capitare che l'ambiente considerato ha una T_i minore di quella presa come riferimento per il calcolo dei GG , oppure che l'ambiente riceve calore da altre sorgenti (macchinari, forni, ecc.).

Quindi in queste condizioni l'equazione diventa [Mancò, et al., 2017]:

$$\left\{ \begin{array}{l} C = 0 \text{ se } GG < GG_0 \\ C = C_0 + c_1 \cdot GG \text{ se } GG > GG_0 \end{array} \right\} \text{ con } GG_0 = \frac{-C_0}{c_1}$$

La caratterizzazione del consumo elettrico riguardante il frigo della Lithoman è fatta considerando come energy driver i GG estivi calcolati come $GG = \max(0, T_{em} - T_i)$ e la produzione V .

I GG estivi si riferiscono all'intero anno. È stato assunto un valore di $T_i = 5^\circ C$ poiché corrisponde alla temperatura dell'acqua in ingresso alle calandre di raffreddamento.

Il consumo di energia del gruppo frigo è influenzato dal free-cooling. La caratterizzazione del consumo elettrico riguardante il sistema di free-cooling è fatta considerando come energy driver i GG calcolati come:

$$GG = \max(0; T_i - T_{e,m})$$

È stata assunta una $T_i = 11^\circ\text{C}$ in quanto corrisponde ad una stima della temperatura di uscita dell'acqua dalle calandre di raffreddamento.

Dopo aver trovato le rette caratteristiche si controlla la validità di queste, verificando se il sistema modifica il suo andamento nel tempo. Tale controllo viene fatto con il diagramma CUSUM. Questo diagramma permette di monitorare la previsione dei consumi energetici in relazione agli energy drivers considerati. In pratica, se il sistema cambia il suo andamento in maniera significativa, è probabile che ci sia un cambiamento dei coefficienti della curva di regressione.

3.2 Panoramica Consumi.

Il fabbisogno energetico dell'azienda è stato definito con la raccolta dei dati relativi ai consumi di energia elettrica, gas naturale e produzione. I dati analizzati sono relativi all'anno 2016 poiché ritenuti dall'azienda quelli più significativi dal punto di vista dei consumi energetici. L'analisi di tali dati permette di osservare dove tali consumi siano maggiori e dove si può intervenire per ridurli.

I dati sono stati raccolti usando misuratori installati all'interno dell'azienda, tramite software delle linee produttive e tramite letture delle bollette di energia elettrica e gas naturale.

Sono stati analizzati due vettori energetici:

- energia elettrica usata per alimentare le linee produttive e i sistemi correlati alla produzione (compressori, impianto frigorifero);
- gas naturale usato sia nel processo produttivo come combustibile per i forni Lithoman, sia per alimentare le centrali termiche necessarie al riscaldamento dello stabilimento.

La figura 3.1 mostra i consumi di energia elettrica. Si può osservare come le sole due linee Lithoman contribuiscano a produrre circa la metà dei consumi di tutto lo stabilimento. Gli altri reparti costituiscono circa un terzo dei consumi totali. Il resto è suddiviso tra impianto frigo, free cooling e compressori.

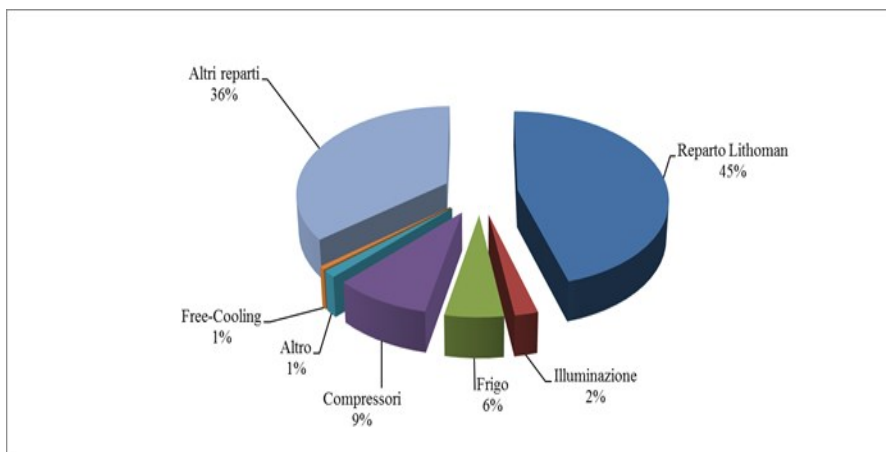


Figura 3.1 Consumi energia elettrica anno 2016

La figura 3.2 mostra il consumo di gas naturale. Si può notare come la maggior parte del consumo sia relativa all'alimentazione dei forni delle linee Lithoman e solo una piccola parte sia utilizzata per le centrali termiche.

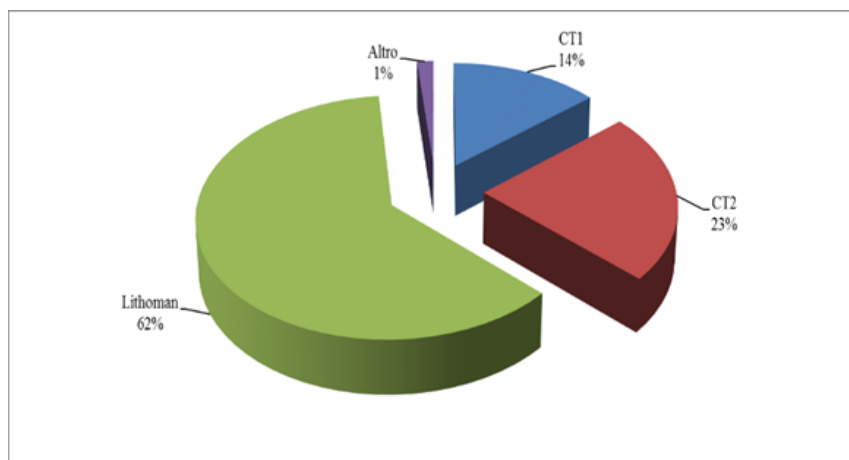


Figura 3.2 Consumi gas naturale anno 2016

Anche in questo caso, il consumo maggiore si ha nel reparto di stampa rotativa (linee Lithoman).

I dati sulla produzione sono stati raccolti dal sistema aziendale. La tabella 3.1 mostra la produzione per l'anno 2016 per ciascuna macchina presente nello stabilimento.

Tabella 3.1 Produzione anno 2016

PRODUZIONE ANNO 2016		
Linea	Quantità	
CTP (2 linee)	50.559	<i>lastre</i>
KBA 3	7.479.412,00	<i>fogli</i>
KBA 9	14.882.309,00	<i>fogli</i>
KBA 10	20.785.682,00	<i>fogli</i>
Giardina	1.285.994,00	<i>fogli</i>
Tecnomac	1.470.222,00	<i>fogli</i>
Lithoman 3	100.633.626,00	<i>giri</i>
Lithoman 4	102.238.139,00	<i>giri</i>
Kolbus 1	8.436.806,00	<i>copie</i>
Kolbus 2	4.911.951,00	<i>copie</i>

Dai dati della produzione si può notare come l'attività dell'azienda avvenga principalmente dalla stampa rotativa (linee Lithoman) e dalla stampa piana (KBA). Le linee Lithoman sono quelle più influenti all'interno dello stabilimento. Il reparto lavora su tre turni giornalieri spesso anche il sabato e la domenica. È importante precisare che questo tipo di produzione, che può sembrare pianificata per tutto l'anno, in realtà è realizzata su commessa e pertanto la pianificazione a lungo periodo non è fattibile. Questo si ripercuote sull'impossibilità di fare una previsione sui consumi energetici a lungo termine.

3.3 Profilo Potenza Elettrica.

Il primo passo per realizzare lo studio è quello di caratterizzare l'utenza dal punto di vista dei consumi elettrici e termici. Per fare questo si deve definire l'andamento temporale della potenza elettrica e termica. In questa sezione vengono esposti in maniera più dettagliata i consumi elettrici delle linee Lithoman e delle utenze legate ad esse. Questi dati permettono di definire il profilo di potenza elettrica che sarà usato per il dimensionamento degli impianti di efficientamento energetico.

I consumi elettrici sono rilevati tramite software delle linee Lithoman e multimetri, mentre i consumi di gas naturale di entrambe le linee sono misurati tramite un unico contatore.

I dati riguardanti il consumo della Lithoman, del gruppo frigo, del free cooling e della sala compressori sono raccolti ogni dieci minuti. Il software riporta le misure come

valori progressivi (valori cumulati nel tempo). Poiché i dati sono registrati ogni dieci minuti, ci si trova a manipolare una quantità di informazioni molto grande; per questo motivo è stato necessario un controllo sulle stesse.

Incrociando i dati sulla produzione delle linee Lithoman con quelli sui consumi energetici risulta che alcuni dati non sono corretti. Questo tipo di errore si è verificato specialmente nel funzionamento dell'impianto frigo. I dati non congruenti con il funzionamento delle Lithoman sono stati eliminati mentre quelli mancanti sono stati ricavati tramite predizione. Altri tipi di errori sono relativi al funzionamento dello stesso software di controllo. Si deve precisare che il sistema registra automaticamente i dati ma è controllato dall'operatore di turno in quel momento e può capitare che l'avvio o il controllo del sistema non venga fatto al momento giusto.

Per ciascuna fase produttiva è riportata la rispettiva durata e lo stato di funzionamento della macchina che può essere: fermo, avviamento e produzione. La conoscenza di tale durata ha permesso di ottenere l'andamento della temperatura dei forni delle Lithoman, in quanto queste ultime dipendono dalla specifica fase produttiva.

La figura 3.3 riporta i valori di consumo elettrico e di produzione della Lithoman 3. Si nota come l'andamento dei consumi rispecchi quello della produzione.

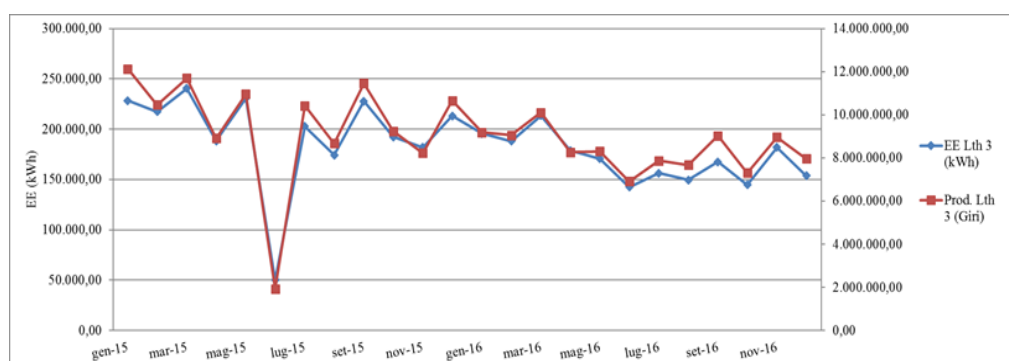


Figura 3.3 Andamento consumi di energia elettrica e produzione LTH3

La figura 3.4 riporta i valori di consumo elettrico e di produzione relativi alla Lithoman 4. Si nota anche in questo caso come l'andamento dei consumi rispecchi quello della produzione.

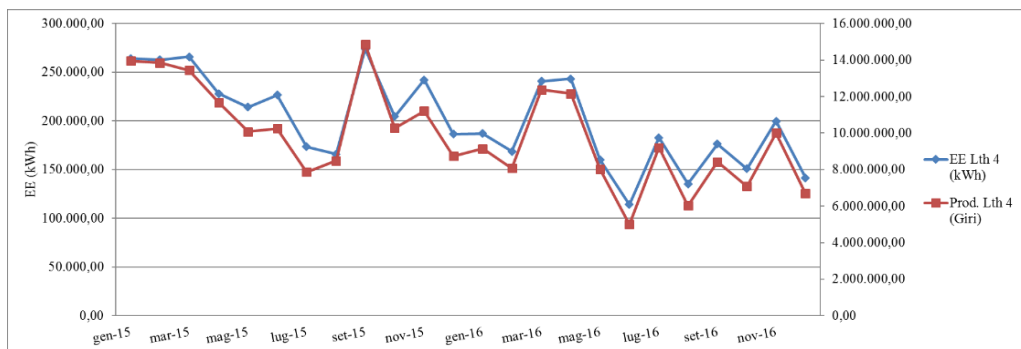


Figura 3.4 Andamento consumi di energia elettrica e produzione LTH4

La figura 3.5 mostra il consumo di gas naturale relativo alla produzione per le due Lithoman. I picchi di gas dipendono da interventi di manutenzione oppure da guasti.

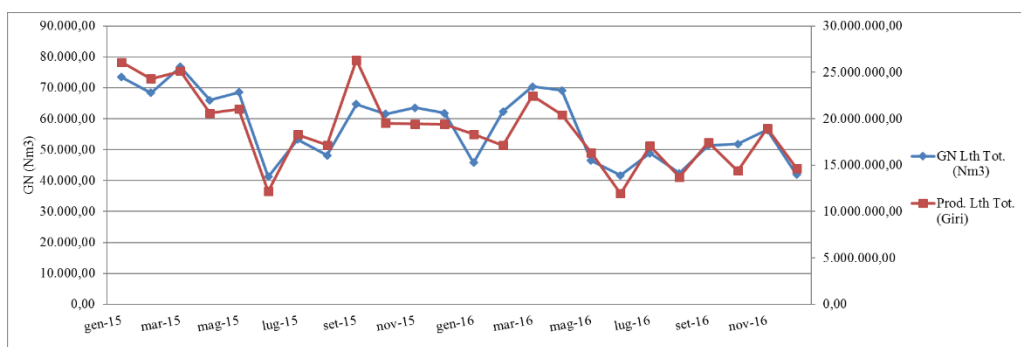


Figura 3.5 Andamento consumi di gas naturale e produzione totale LTH

La figura 3.6 mostra il consumo di gas naturale delle centrali termiche. La differenza tra le due centrali termiche è data sostanzialmente dalla differente tipologia di caldaia.

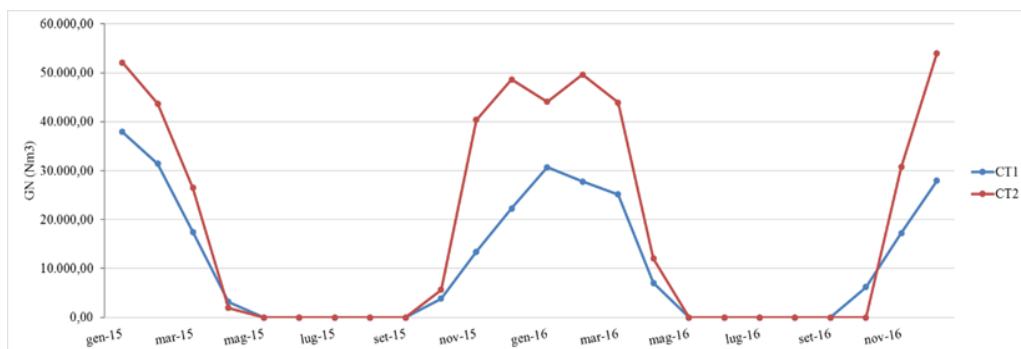


Figura 3.6 Andamento consumi gas naturale centrali termiche

Una volta controllati e corretti i dati, questi sono stati organizzati in modo da poter definire un profilo di potenza elettrico e termico unico. Di seguito vengono analizzati nel dettaglio i dati di ciascuna macchina necessari per costruire tali profili.

3.3.1 Profilo Potenza Elettrica Lithoman.

L'andamento della potenza elettrica delle linee Lithoman è molto frammentato. Questo è dovuto al fatto che la produzione di queste macchine non è continua ma è caratterizzata dall'avere delle fasi di fermo o di avvio dove la macchina non consuma energia elettrica oppure ne consuma un valore inferiore rispetto alla fase di produzione. I valori utilizzati rappresentano le potenze elettriche medie per ciascuna linea.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano l'andamento della potenza elettrica per la Lithoman 3 e Lithoman 4.

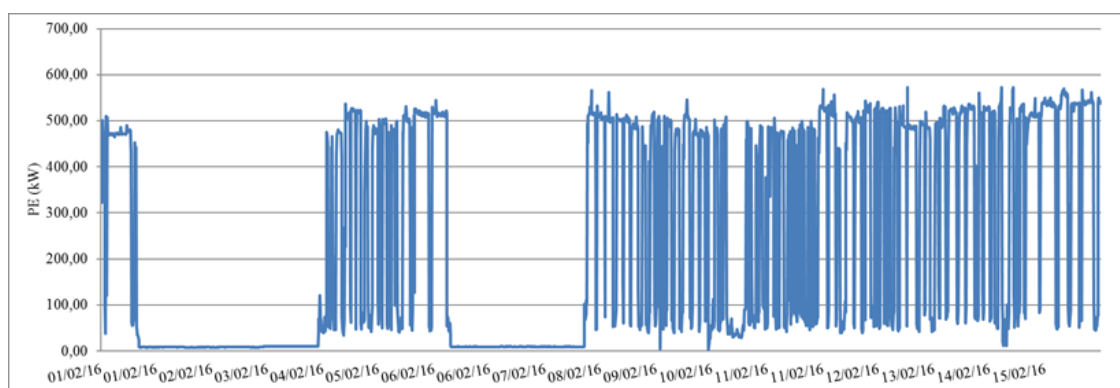


Figura 3.7: Potenza elettrica LTH3 01/02/16-15/02/16

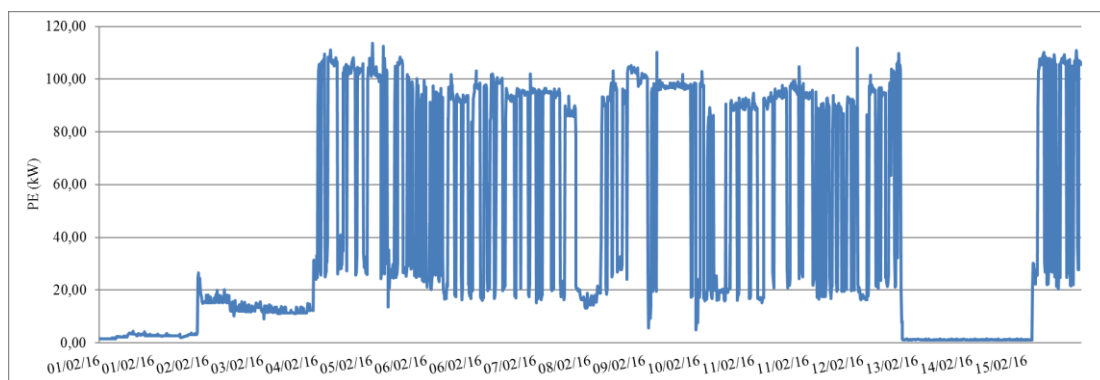


Figura 3.8: Potenza elettrica LTH4 01/02/16-15/02/16

Si nota come entrambe le linee non siano mai spente contemporaneamente ad eccezione dei giorni di chiusura dello stabilimento.

3.3.2 Profilo Potenza Elettrica Compressori.

L'impianto di aria compressa è costituito da tre compressori più un essiccatore. I compressori presenti sono:

- compressore rotativo a vite Kaeser CSD 85 con portata $p = 8,26 \text{ m}^3/\text{min}$;
- compressore rotativo a vite Kaeser CSD 125 SFD con portata $p = 12 \text{ m}^3/\text{min}$;
- compressore rotativo a vite Kaeser DSD 141 con portata $p = 13,2 \text{ m}^3/\text{min}$.

Il sistema che gestisce il funzionamento dei compressori è "SAM (Sigma Air Manager) Kaeser" (figura 3.9) a cui si affiancano dei multimetri elettrici per il conteggio del consumo elettrico (figura 3.10). Questo sistema permette di gestire il funzionamento dei compressori in base al fabbisogno di aria compressa delle linee di produzione.



Figura 3.9 Sistema SAM Kaeser



Figura 3.10 Multimetri centrale aria compressa

Come esempio si riporta la tabella 3.2 con i dati iniziali forniti dall'azienda (colonne in grigio), quelli di energia (colonne in giallo) di potenza calcolati (colonne in verde).

Tabella 3.2 Dati compressori

Data_Ora	kWh C1	kWh C1	kW C1	kWh C2	kWh C2	kW C2	kWh C3	kWh C3	kW C3	bar	mC
13/01/2016 22:00	248522	11,05	66,3	684959	6,31	37,86	530776,97	2,68	16,08	7,0484848	17,55
13/01/2016 22:10	248524	1,58	9,48	684968	9,77	58,62	530785,7	8,73	52,38	7,0484848	18,928
13/01/2016 22:20	248529	5,63	33,78	684978	9,21	55,26	530791,81	6,11	36,66	7,0484848	18,94
13/01/2016 22:30	248543	13,54	81,24	684984	6,24	37,44	530791,84	0,03	0,18	7,0448485	19,618
13/01/2016 22:40	248557	13,49	80,94	684990	6,22	37,32	530791,84	0	0	7,0260606	20,048
13/01/2016 22:50	248570	13,74	82,44	684997	6,47	38,82	530791,84	0	0	7,0745455	16,96
13/01/2016 23:00	248584	13,49	80,94	685003	6,44	38,64	530791,84	0	0	7,0672727	19,174

Le colonne in grigio riportano il consumo di energia in progressivo (cumulati a partire dall'installazione del misuratore), i bar e i metri cubi di aria prodotti.

I valori delle colonne in giallo sono calcolati facendo la differenza tra il rispettivo valore progressivo con il precedente; in questo modo si ricava l'energia consumata nei dieci minuti. Per ricavare la potenza elettrica nei dieci minuti si è diviso il valore di energia per l'intervallo di tempo ($t = 1/6$). Tale procedimento è stato ripetuto per tutti e tre i compressori ricavando i rispettivi valori di potenza.

Di norma uno dei tre compressori funziona come supporto agli altri due ed entra in funzione soltanto in determinati momenti.

La figura 3.11 mostra l'andamento delle potenze per due compressori. Si nota, come il compressore "C2" lavori a carico costante mentre il compressore "C1" fa da supporto attivandosi per soddisfare i picchi di domanda

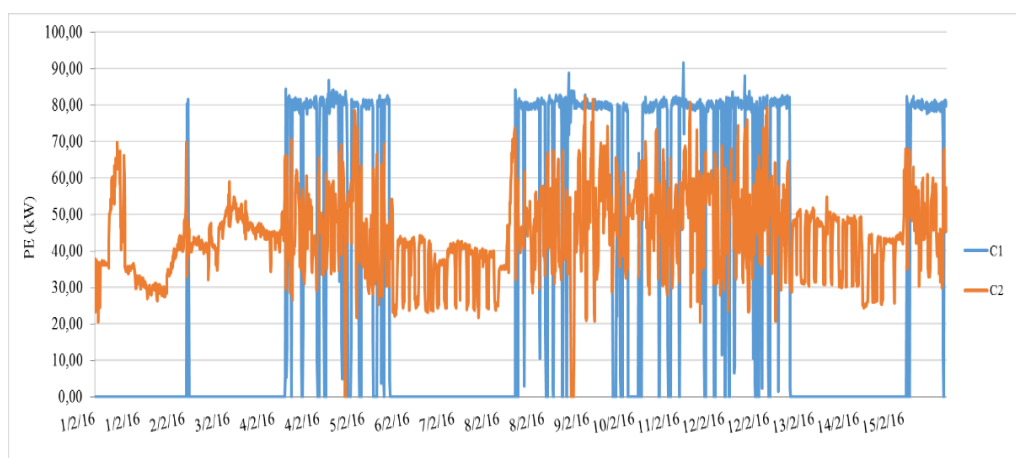


Figura 3.11 Andamento potenza compressori 01/02/16-15/02/16

3.3.3 Profilo Potenza Elettrica Impianto Frigo.

Il gruppo refrigeratori è costituito da tre unità frigo a cui è associato anche un impianto di pre-raffreddamento dell'acqua ad aria (free cooling). L'impianto frigo e il free cooling sono posizionati sul tetto del nuovo capannone dove si trovano le Lithoman. I gruppi frigorifero sono costituiti da tre unità (una "MTA PNP 180/HE", una "MTA PNP 180/N" e una "MTA PNP 265/HE"). L'impianto free cooling è costituito da dodici gruppi "MTA RWD 150".



Figura 3.12 Unità MTA PNP 180



Figura 3.13 Impianto Frigo



Figura 3.14 Impianto Free Cooling MTA RWD 150

I dati sui consumi elettrici sono raccolti dai multimetri presenti in figura 3.15

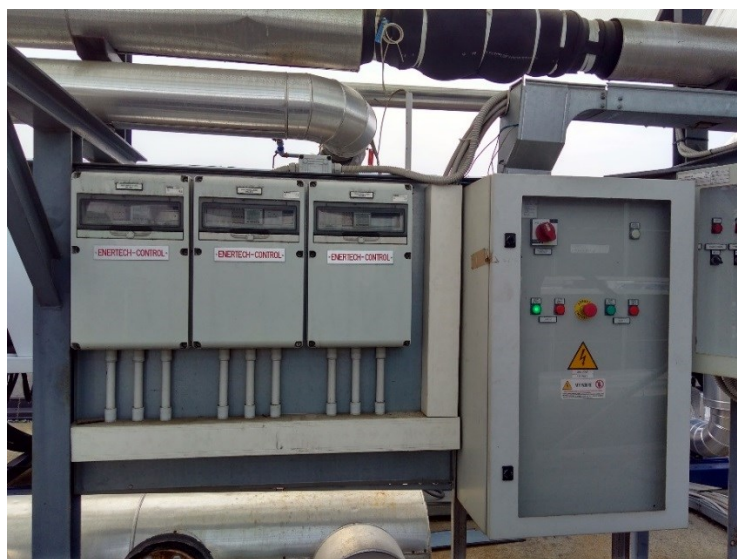


Figura 3.15 Multimetri impianto Frigo

I dati di potenza per ciascuna unità frigorifera e per il free-cooling sono calcolati a partire dal valore progressivo di energia elettrica consumata (colonne in grigio). Da questi si ricava il valore di energia elettrica (colonne in giallo) e potenza elettrica (colonna in verde).

Tabella. 3.3 Dati unità frigo

Data	F1_kWh	F1_kWh	F1_kW	F1_T°m	F1_T°r	F1_φ
08/01/2016 11:00	798047,57	0,13	0,78	8,54	8,33	58,37
08/01/2016 11:10	798047,70	0,13	0,78	9,61	9,56	58,90
08/01/2016 11:20	798047,83	0,13	0,78	9,05	8,91	58,19
08/01/2016 11:30	798047,96	0,13	0,78	8,42	8,29	58,60
08/01/2016 11:40	798048,09	0,13	0,78	8,39	8,35	58,21
08/01/2016 11:50	798048,22	0,13	0,78	8,59	8,52	58,76
08/01/2016 12:00	798048,36	0,14	0,84	8,67	8,67	58,25

Usando lo stesso procedimento visto nei compressori si ricavano i valori di potenza elettrica relativi ad ogni frigo, i quali sono stati poi sommati per ottenere un valore unico.

La figura 3.16 mostra l'andamento della potenza elettrica per tre gruppi frigo. Si osserva che nel periodo estivo i consumi sono più alti a causa delle temperature esterne maggiori, mentre in inverno i consumi sono più bassi grazie al funzionamento del free-cooling.

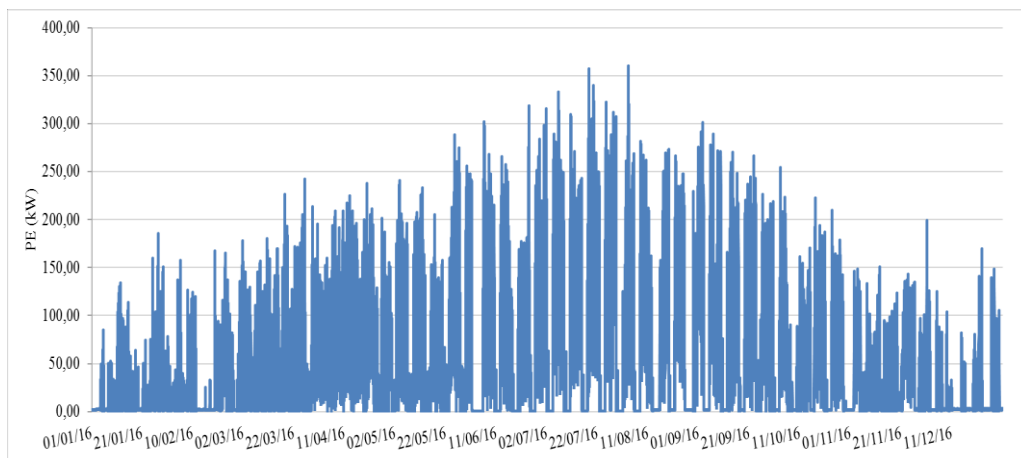


Figura 3.16 Andamento potenza elettrica impianto frigo 01/02/16-15/02/16

Il consumo di energia elettrica del free-cooling è relativo solamente ai mesi invernali (Ottobre-Marzo), in quanto si attiva quando la temperatura esterna è inferiore a 12°C.

Tutti i valori di potenza elettrica ottenuti sono stati raccolti in un unico file dove sono stati sommati per ottenere un unico profilo di potenza elettrica. La tabella 3.4 riporta un esempio del calcolo del profilo di potenza elettrica totale.

Tabella 3.4 Profilo potenza elettrica totale

	LITHOMAN kW		COMPRESSORE kW			FRIGO kW					
Data-Ora	W LTH3	W LTH4	C1	C2	C3	F1	F2	F3	FC	Potenza TOT (kW)	Energia (kWh)
2/1/16 11.00	65,00	9,28	0,00	68,64	0,00	0,42	0,42	0,60	7,32	151,68	25,28
2/1/16 11.10	499,91	8,12	0,00	76,14	0,00	0,42	0,42	0,66	6,54	592,20	98,70
2/1/16 11.20	59,84	9,23	0,00	49,92	29,58	0,42	0,42	0,66	6,60	156,67	26,11
2/1/16 11.30	85,19	1,48	0,00	67,98	0,00	0,48	0,48	0,60	6,60	162,80	27,13
2/1/16 11.40	522,34	1,48	0,00	74,34	4,56	0,42	0,42	0,66	6,54	610,76	101,79
2/1/16 11.50	515,88	1,46	0,00	33,24	51,90	0,42	0,42	0,60	11,22	615,14	102,52
2/1/16 12.00	518,14	1,48	0,00	32,04	51,90	0,42	0,42	0,66	13,14	618,20	103,03

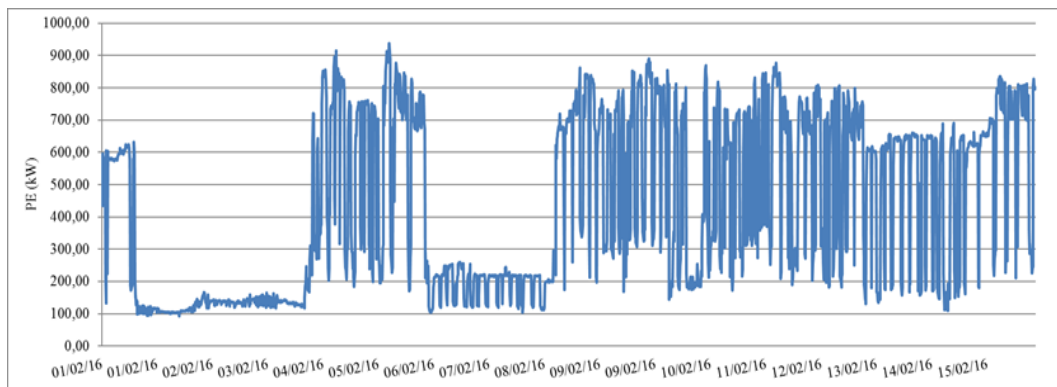


Figura 3.17 Andamento delle potenze elettriche totali 01/02/16-15/02/16.

3.4 Profilo Potenza Termica.

La domanda di energia termica richiesta dallo stabilimento è costituita da acqua calda per il riscaldamento e acqua refrigerata per il processo di stampa rotativa. Il riscaldamento dei capannoni avviene tramite aerotermo. La domanda di acqua calda è stagionale mentre quella di acqua refrigerata segue la produzione delle Lithoman ed è costante durante l'anno. Il profilo di potenza termica è necessario per definire il dimensionamento dell'impianto cogenerativo. Poiché l'energia termica non può essere venduta o trasportata come nel caso di quella elettrica, il cogeneratore deve essere dimensionato in modo che tutta l'energia termica prodotta da esso sia completamente utilizzata.

Nello stabilimento sono presenti due centrali termiche. Una denominata "CT1" posizionata sul tetto del nuovo capannone e una denominata "CT2" posizionata nel vecchio capannone.

La centrale termica "CT1" è costituita da quattro caldaie a condensazione "ACV Prestige High Power 240 (240 kW)".



Figura 3.17 Centrale Termica "CT1"

La centrale termica “CT2” è costituita da una caldaia tradizionale a fascio tubiero in ghisa “Biasi NTN AR 3000” che fornisce un’energia di 3.489 kWh associata ad un bruciatore Baltur BGN 350 N.



Figura 3.18 Centrale Termica “CT2”

3.4.1 Profilo Potenza Termica CT1.

I dati di consumo di gas naturale (espressi in mc) e di energia termica relativi alla “CT1” sono raccolti giornalmente. Effettuando una verifica dei dati è emerso che quelli relativi al periodo Gennaio-Marzo 2016 sono affetti da errori di misurazione da parte del sistema. Per ovviare a questo problema, i dati relativi a questo periodo sono stati sostituiti con quelli del periodo Gennaio-Marzo 2017. La sostituzione dei dati è resa possibile dal fatto che le temperature esterne in quei periodi sono molto simili e quindi si presuppone un consumo di gas naturale circa uguale.

L’energia termica è stata ricavata a partire dal suo valore progressivo, successivamente si è ricavata la potenza termica giornaliera dividendo i valori di energia termica per il tempo (24 ore). Questi dati sono stati poi replicati nell’intervallo giornaliero per ottenere il relativo valore di potenza termica oraria. Anche i valori di gas naturale consumati giornalmente sono stati ricavati come differenza dei rispettivi valori progressivi.

Tabella 3.5 Calcolo potenza termica CT1

Data	Valori Progressivi		Valori Giornalieri		
	Caldaie (kWh)	Caldaie (mc)	kWh/giorno	Potenza (kW)	GN (mc)
01/01/2016	2912717	255689	0	0,000	0
02/01/2016	2913199	255737	482	20,083	48
03/01/2016	2926768	257067	13569	565,375	1330
04/01/2016	2940127	258367	13359	556,625	1300
05/01/2016	2953530	259683	13403	558,458	1316
06/01/2016	2966663	260967	13133	547,208	1284
07/01/2016	2966747	260976	84	3,500	9
08/01/2016	2967537	261053	790	32,917	77
09/01/2016	2972753	261561	5216	217,333	508
10/01/2016	2989904	263229	17151	714,625	1668

Dalla figura 3.19 si può osservare il funzionamento della centrale termica. Nel periodo invernale è sempre in funzione escluso i giorni di chiusura dello stabilimento nelle festività.

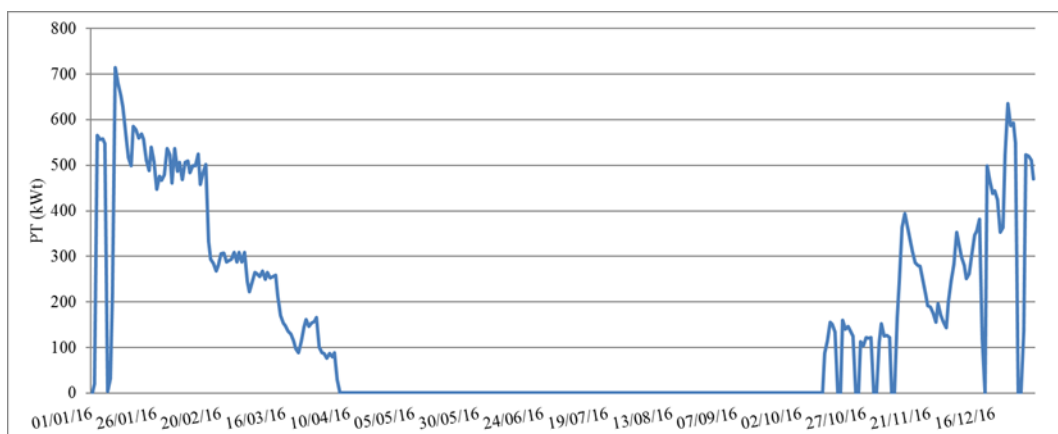


Figura 3.19 Profilo potenza termica risultante CT1

3.4.2 Profilo Potenza Termica CT2.

I dati di consumo della “CT2” sono raccolti mensilmente. L’azienda in questo caso non ha predisposto un sistema di misurazione giornaliero essendo questa centrale termica meno recente rispetto all’altra.

Per ottenere un profilo di potenza termica orario è stato necessario compiere dei calcoli aggiuntivi. Per passare dal consumo mensile a quello giornaliero è stato necessario fare una previsione dei consumi tramite una regressione lineare. Per ottenere un valore che si approssimi il più possibile a quello reale, sono stati usati, oltre ai dati di consumo di gas naturale dell’anno 2016, anche quelli relativi all’anno 2015. La regressione è stata fatta utilizzando i consumi di gas naturale e i gradi giorno.

Il primo passo è stato calcolare i gradi giorno giornalieri. Il calcolo è effettuato tramite la formula:

$$GG = \max(0, T_i - T_{em})$$

dove $T_i = 18^\circ\text{C}$ è la temperatura interna agli ambienti di lavoro (riferita al “Decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74, art. 3 comma 1”) e T_{em} è la temperatura media giornaliera rilevata alla stazione “Venaria Ceronda” dall’Arpa Piemonte per gli anni 2015 e 2016. È stata scelta questa stazione di rilevamento perché è quella più vicina allo stabilimento.

Dai *GG giornalieri* si è passati ai *GG invernali* che non sono altro che i valori relativi al periodo di funzionamento degli impianti di riscaldamento. In questo caso i *GG invernali* sono riferiti al periodo 15/10/2015 – 15/04/2016 e 15/10/2016 e al 15/04/2017.

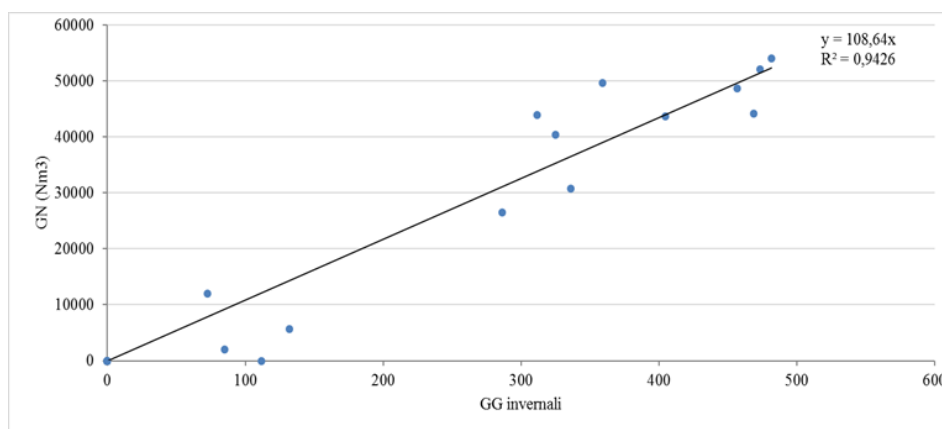


Figura 3.20 Regressione tra i gradi giorno e il consumo di gas naturale

L'equazione utilizzata per la previsione del consumo di gas naturale è:

$$y = c_1 \cdot GG_{invernali}$$

La retta viene fatta passare per l'origine in modo da avere soltanto il coefficiente di pendenza della retta. La regressione fornisce l'equazione $y = 108,64 \cdot GG_{giornaliero}$. Per ottenere il consumo previsto giornaliero si moltiplica il valore dei gradi giorno relativo all'anno 2016 per il coefficiente della retta di regressione. Per trovare il consumo giornaliero effettivo si eliminano i valori relativi ai giorni che vanno dal 16/04/2016 al 14/10/2016, in quanto in questo periodo la centrale termica è spenta.

Il valore di energia termica giornaliero si ottiene moltiplicando il consumo effettivo giornaliero per il potere calorifico del gas naturale $H_i = 9,59 \text{ kWh/Sm}^3$:

$$E_{T_CT}(\text{kWh}) = \text{Consumo}_{GN}(\text{Sm}^3) \cdot H_i(\text{kWh/Sm}^3)$$

Il valore di potenza termica giornaliero è stato ricavato dividendo il valore di energia termica giornaliera per il tempo (24 ore). Questi dati sono stati poi replicati nell'intervallo giornaliero per ottenere il relativo valore di potenza termica oraria.

L'alternativa di calcolare la retta di regressione utilizzando i consumi della centrale termica "CT1" avrebbe portato ad una previsione dei consumi errata in quanto le due centrali termiche sono di tipologia differente.

Si nota come l'andamento della potenza termica sia simile a quella della "CT1" ma con valori superiori. Mentre per quest'ultima il valore maggiore è circa 700 kW, per la "CT2" si arriva quasi a 900 kW.

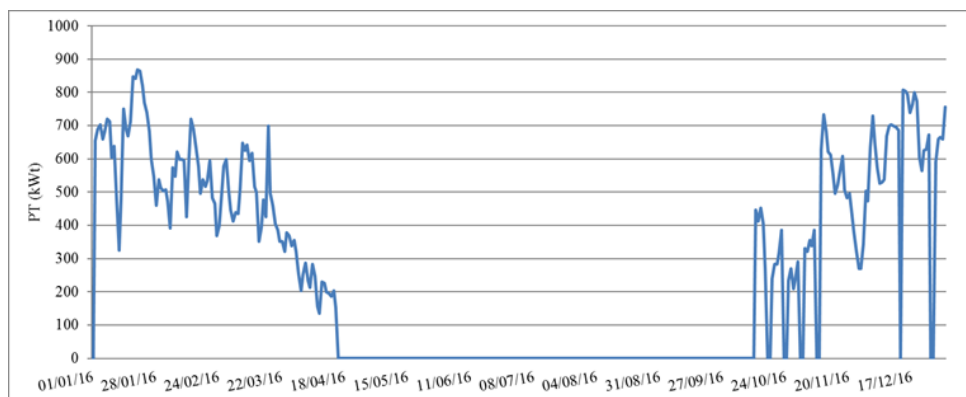


Figura 3.21 Andamento potenza termica della "CT2" anno 2016

Il profilo di potenza termica totale delle due centrali termiche è dato dalla somma delle rispettive potenze termiche orarie.

$$P_{T_tot}(kWt) = P_{T_CT1}(kWt) + P_{T_CT2}(kWt)$$

dove P_{T_CT1} , P_{T_CT2} sono i valori di potenza termica della “CT1” e “CT2”.

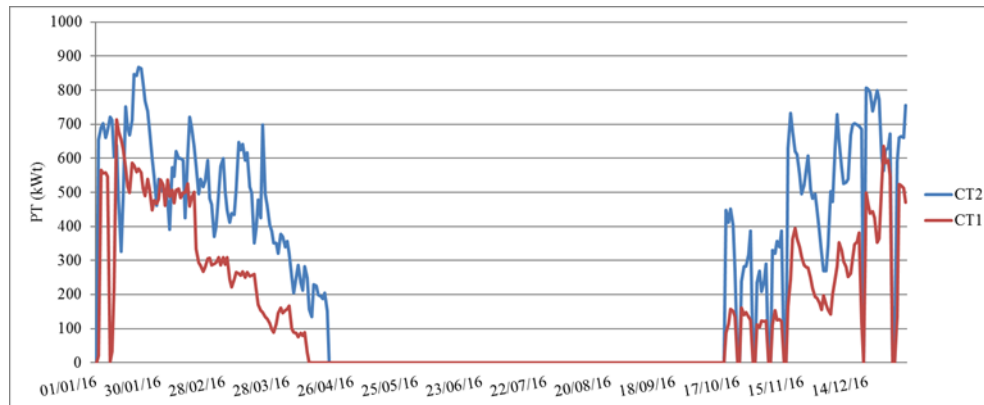


Figura 3.22 Andamento della potenza termica delle due centrali termiche anno 2016

3.4.3 Profilo Potenza Termica Impianto Frigo.

I dati per il calcolo della potenza termica dell'impianto frigo sono raccolti dal sistema di contabilizzazione delle frigorifiche posto all'interno dello stesso. I dati sono raccolti ogni dieci minuti. I contatori di energia termica posti nell'impianto sono:

- Caleffi mod. 7554, mod. 7557 e mod. 755810 (figura 3.23) per la misura delle frigorifiche;
- Siemens RLU 222 usati per controllare temperatura, umidità, portata.



Figura 3.23 Contatore calorie Caleffi

I dati, oltre ai valori di frigorifiche, contengono anche le temperature di mandata e ritorno dell'acqua refrigerata che va alle linee Lithoman e la portata.

In figura 3.24 si riporta lo schema del circuito frigorifero. Dai refrigeratori l'acqua "fredda" va alle linee Lithoman. Dalle Lithoman una parte dell'acqua "calda" ritorna direttamente ai refrigeratori mentre l'altra passa prima nel free cooling per essere pre-raffreddata.

I dati sulla potenza frigorifera sono stati inizialmente controllati per verificare la loro integrità. Dal controllo è emerso che in alcuni periodi i dati sulle potenze frigorifere, valori di temperatura di mandata e ritorno dell'acqua e portate sono mancanti.

Per ovviare a questo problema i dati mancanti sono stati sostituiti con dei dati previsti tramite regressione lineare. Per ciascuna unità frigorifera è stata fatta una regressione lineare che ha permesso di ricavare il COP. Tramite la formula del COP è possibile ricavare i valori di potenza frigo.

$$COP = \frac{P_f (kW_f)}{P_e (kW_e)}$$

$$P_f (kW_f) = COP \cdot P_e (kW_e)$$

La regressione è costruita utilizzando i valori di potenza elettrica e potenza frigorifera relativi a due periodi temporali ben definiti: Maggio-Settembre 2016 e Ottobre-Dicembre 2016. Il calcolo è fatto su questi due periodi distinti perché il carico di potenza in estate è molto più alto rispetto a quello invernale (dove è in funzione anche il free cooling) per via delle diverse temperature esterne.

Per il periodo Maggio-Settembre 2016 si ottengono i seguenti COP.

Per quanto riguarda la prima unità frigorifera il $COP = 2,7423$.

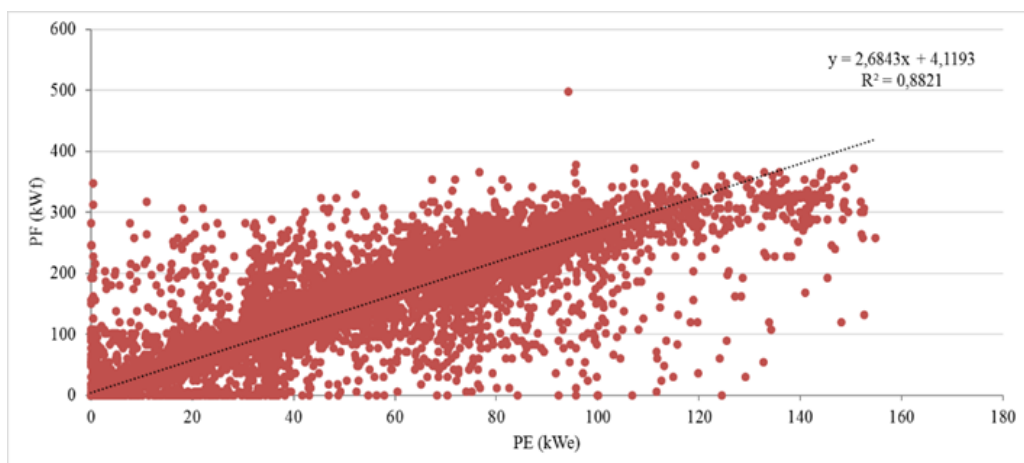


Figura 3.25 Regressione unità frigo F1

Le frigorifiche previste si ottengono moltiplicando i valori di potenza elettrica per il COP.

Per quanto riguarda la seconda unità frigorifera il $COP = 3,0051$.

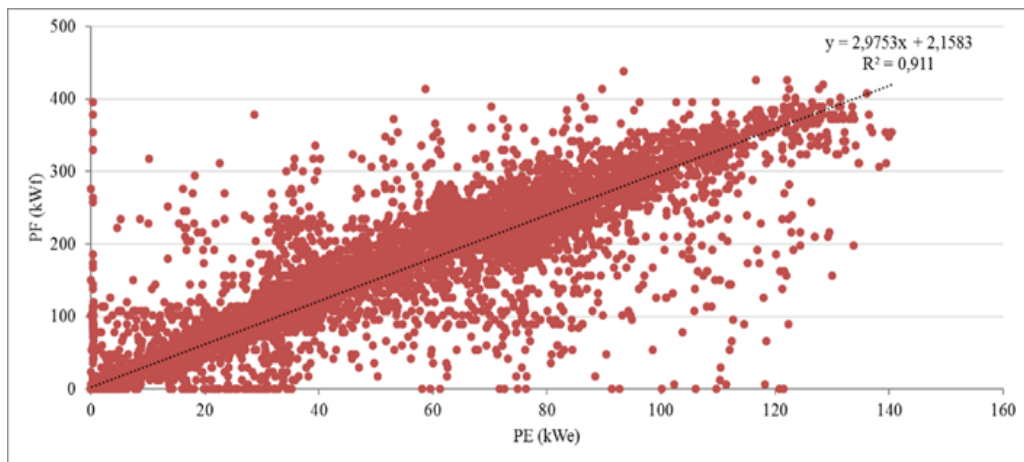


Figura 3.26 Regressione unità frigo F2

Per quanto riguarda la terza unità frigorifera il $COP = 3,233$.

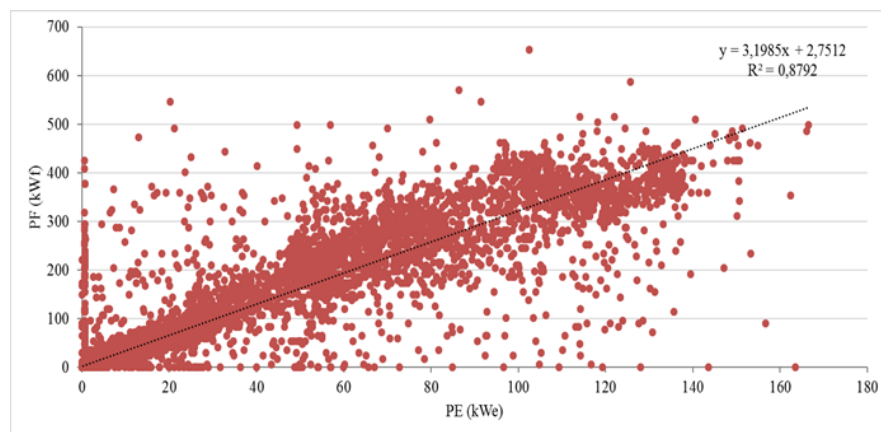


Figura 3.27 Regressione unità frigo F3

Per il periodo Ottobre-Dicembre 2016 si ottengono i seguenti COP.

Il COP della prima unità frigorifera è $COP = 3,2075$.

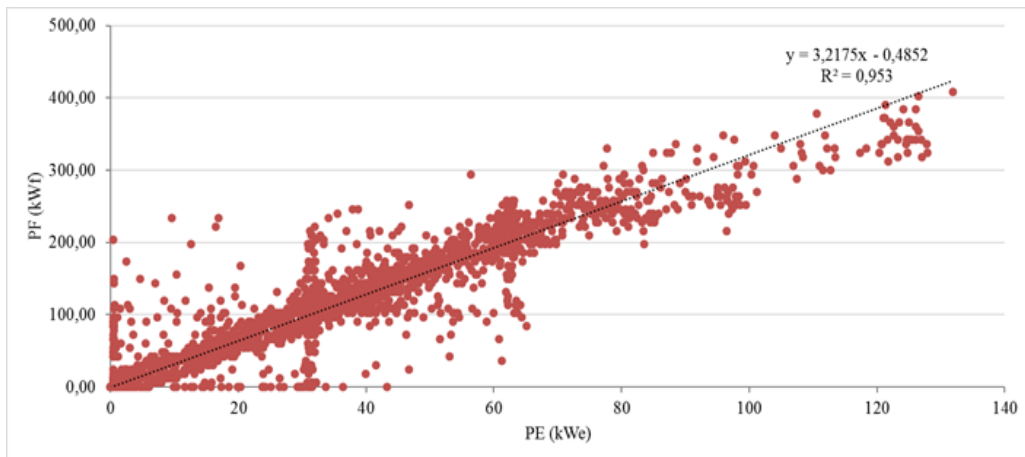


Figura 3.28 Regressione unità frigo F1

Il COP della seconda unità frigorifera è $COP = 3,6076$.

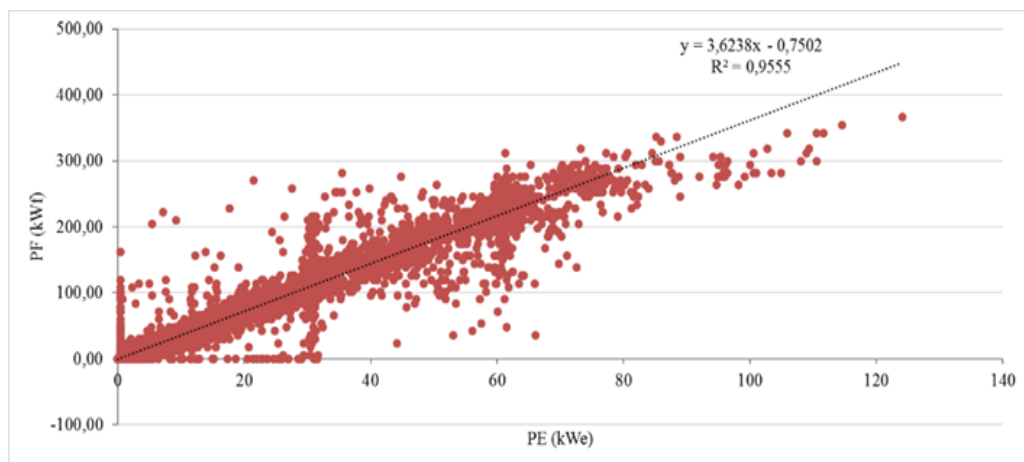


Figura 3.29 Regressione unità frigo F2

Per la terza unità frigorifera si ottiene un $COP = 4,0041$.

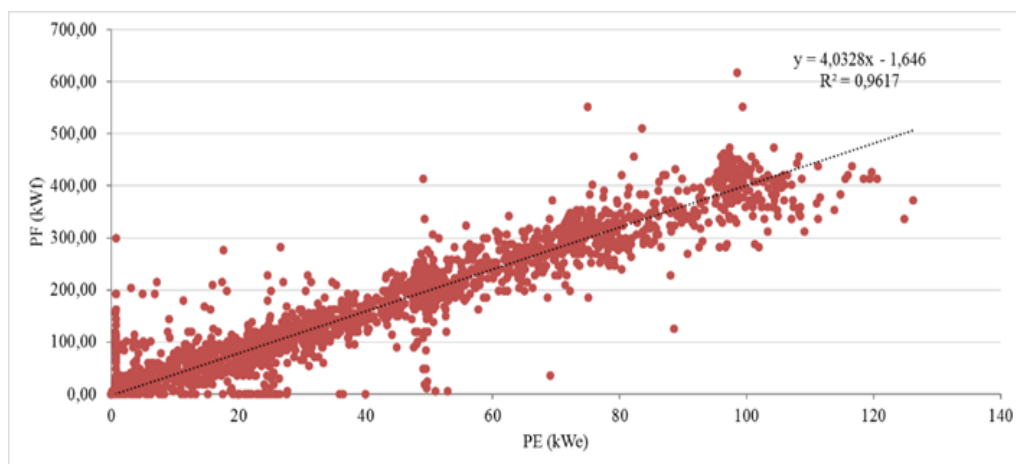


Figura 3.30 Regressione unità frigo F3

I dati previsti sono poi uniti a quelli noti in modo da ricavare i valori per tutto l'anno 2016.

La figura 3.31 mostra l'andamento della potenza frigorifera per l'unità frigo F3 per i dati raccolti dal sistema. Si nota che nel periodo estivo i dati sono mancanti.

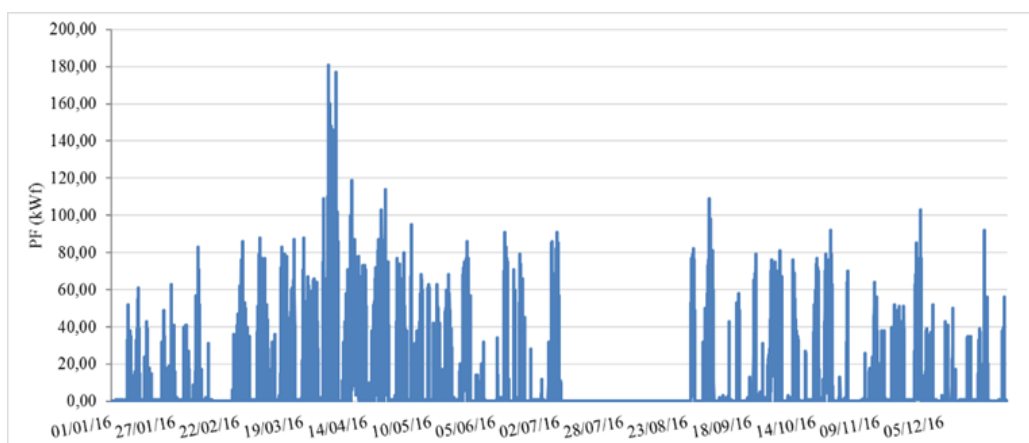


Figura 3.31 Andamento potenza frigorifera unità frigo F3

La figura 3.32 mostra invece l'andamento della potenza frigorifera per l'unità frigo F3 con i dati completi (raccolti e previsti). Si nota come i dati mancanti sono stati integrati con quelli previsti.

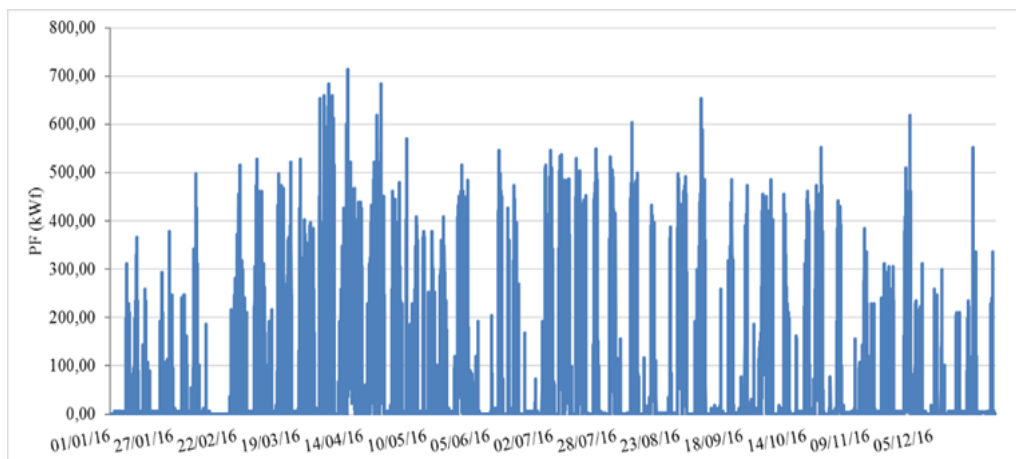


Figura 3.32 Andamento potenza frigorifera unità frigo F3 con i dati completi

Una volta definiti tutti i dati sulle frigoriferie, si passa al calcolo della potenza termica fornita dalle unità frigo. Anche in questo caso si è passati ai valori di potenza oraria.

Tabella 3.7 Passaggi utilizzati per il calcolo della potenza termica oraria.

	POTENZA FRIGORIFERA				POTENZA TERMICA				COP ASSORBITORE	POTENZE TERMICHE ORARIE		
Data-Ora	F1 kWf	F2 kWf	F3 kWf	TOT kWf	F1 kWt	F2 kWt	F3 kWt	TOT kWt	0,73	DATA	Potenza Oraria Frigo kWt	Potenza Oraria Frigo kWt
22/02/2016 13:00	0	0	228	228	0	0	312,3288	312,3287671		22/02/2016 13:00	1043,835616	173,9726027
22/02/2016 13:10	0	0	96	96	0	0	131,5068	131,5068493		22/02/2016 14:00	961,6438356	160,2739726
22/02/2016 13:20	0	0	132	132	0	0	180,8219	180,8219178				
22/02/2016 13:30	0	0	156	156	0	0	213,6986	213,6986301				
22/02/2016 13:40	0	42	78	120	0	57,53425	106,8493	164,3835616				
22/02/2016 13:50	0	0	30	30	0	0	41,09589	41,09589041				
22/02/2016 14:00	0	54	102	156	0	73,9726	139,726	213,6986301				

Per passare dalla potenza frigorifera alla potenza termica si usa un $COP = 0,73$.

La formula usata è la seguente:

$$P_T (kWt) = \frac{P_f (kWf)}{COP}$$

Per avere un profilo unico si sommano le potenze termiche dei tre impianti frigoriferi. Per trovare il relativo valore di potenza termica oraria si esegue la media tra i sei valori presenti nell'ora di riferimento.

Dalla figura 3.33 si nota come il consumo di potenza sia maggiore nel periodo estivo a causa della temperatura esterna più alta rispetto al periodo invernale.

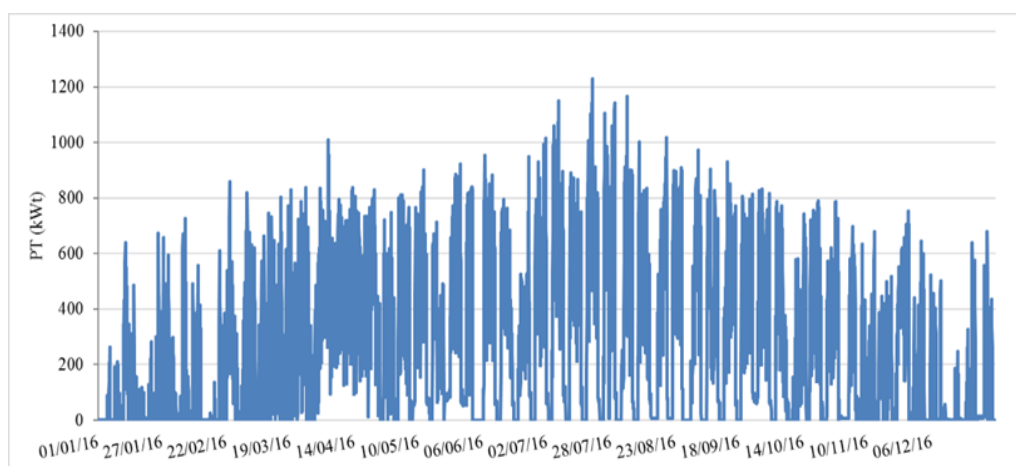


Figura 3.33 Andamento potenza termica totale.

I profili così ottenuti sono alla base del dimensionamento degli impianti per l'efficientamento energetico. Infatti, tramite questi profili verranno dimensionati gli impianti cogenerativi e trigenerativi.

4 Dimensionamento Impianti Cogenerativi.

In questo capitolo si espongono i passaggi eseguiti per dimensionare gli impianti di cogenerazione e trigenerazione. Nello specifico viene esposto il dimensionamento degli impianti che andranno a coprire il fabbisogno della centrale termica “CT1”, il fabbisogno della centrale termica “CT2”, quello di entrambe le centrali termiche e infine il fabbisogno sia delle centrali termiche che dell'impianto frigo. In queste situazioni si cerca di trovare la migliore soluzione che permetta di coprire il più possibile il fabbisogno termico dell'azienda.

In alcuni casi per ottenere un risultato migliore è applicato il principio della modularità. Questo principio non è altro che l'utilizzo di più motori, che permettono di coprire in maniera più efficace la domanda di energia termica richiesta.

Per quanto riguarda l'impianto cogenerativo, affinché esso sia considerato come cogenerativo, tutta l'energia termica prodotta deve essere utilizzata. A tale scopo l'impianto viene dimensionato in base alla domanda di energia termica mentre la domanda di energia elettrica è considerata come un fattore secondario.

Gli impianti cogenerativi analizzati sono dotati di motore a combustione interna. Tutti i casi esposti utilizzano cogeneratori TEDOM [Tedom]. È stata scelta questa marca di impianti in quanto, a differenza degli impianti JENBACJER o MTU, fornisce una gamma di motori molto ampia, che va dalla microcogenerazione sino ad impianti per grande cogenerazione. La possibilità di un'ampia scelta di motori, in questo caso si adatta meglio al soddisfacimento del fabbisogno termico dell'azienda.

Gli assorbitori utilizzati nelle prove sono prodotti dalla CENTURY [CMT] di tipo monostadio ad acqua calda. Anche in questo caso si è scelto di utilizzare questa marca in quanto fornisce una gamma di potenze che permette di adattare al meglio l'impianto al fabbisogno dell'azienda.

4.1 CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento).

Gli impianti trattati rientrano nella normativa CAR. Questa certificazione avviene rispettando dei parametri stabiliti nel Decreto Ministeriale del 05/09/2011. Il CAR considera l'energia termica come attore principale della cogenerazione e l'energia elettrica risulta essere un sottoprodotto dell'attività di cogenerazione [MISE, 2012].

Le condizioni affinché possa essere richiesta la denominazione di CAR sono:

- *Rendimento globale* $\eta_{globale} \geq 0,75$. In caso il rendimento globale fosse minore, si deve adottare la “macchina virtuale”. Qui il cogeneratore viene scomposto in due macchine virtuali, di cui una cogenerativa e una non cogenerativa. In questo caso è possibile soddisfare la condizione imposta sul rendimento globale.
- *Primary Energy Saving (PES)*: per unità di piccola cogenerazione tale valore deve essere $PES \geq 0$.

Il rendimento globale $\eta_{globale}$ è pari al rapporto tra la somma di energia elettrica prodotta EE_{PR} e l'energia termica utile cogenerata ed utilizzata H_{chp} e l'energia termica immessa nel cogeneratore da fonti esterne all'area di impianto di cogenerazione con esclusione dell'apporto di energia del combustibile NON CHP da fonti esterne all'area di impianto di cogenerazione [MISE, 2012].

$$\eta_{globale} = \frac{EE_{PR} + H_{chp}}{F} > 0,75 \quad (4.1)$$

Il PES (Primary Energy Saving) indica il risparmio relativo di energia primaria realizzabile da un impianto di cogenerazione rispetto ad impianti separati per la produzione di energia termica ed elettrica [MISE, 2012]. La formula è:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) \cdot 100\% \quad (4.2)$$

dove:

- $CHPH_{\eta} = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$ rappresenta il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione;

- $CHPE_{\eta} = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$ rappresenta il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione;
- $RefH_{\eta}$ rappresenta il valore di riferimento per la produzione separata di energia termica secondo i parametri espressi nel D.M 5/09/2011 allegato V. In questo caso è pari a 0.9;
- $RefE_{\eta}$ rappresenta il valore di riferimento per la produzione separata di energia elettrica secondo i parametri espressi nel D.M 5/09/2011 allegato IV. Questo valore deve essere corretto in funzione della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia autoconsumata ed immessa in rete in funzione del D.M. 5/09/2011 allegati VI e VII.

In questo caso si ottiene: $RefE_{\eta} = 0,53$ (valore base Gas Naturale dal 2016); fattore correzione temperatura: 0,00369 (zona climatica A); valori correzione per tensione allacciamento e rapporto autoconsumo/immissione in rete: 0,935 per energia elettrica autoconsumata e 0,914 per energia elettrica immessa in rete.

Il valore aggiornato secondo le correzioni è:

$$RefE_{\eta} = (0,53 + 0,00369) \cdot (0,935 \cdot 0,8945 + 0,914 \cdot 0,1054) = 0,4978$$

Se le condizioni sul rendimento globale e sul PES sono rispettate, allora viene fornito un incentivo calcolato sulla base del risparmio di energia che si ottiene tra un'unità cogenerativa ad alto rendimento e una tradizionale con produzione separata di energia e calore. Il risparmio è calcolato come [MISE, 2012]:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{e\ rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t\ rif}} - F_{chp} \quad (4.3)$$

Questo risparmio è poi convertito in titoli di efficienza energetica TEE secondo la formula

$$CB = RISP * 0,086 * K \quad (4.4)$$

dove K è il coefficiente di armonizzazione che assume valori differenti in base alla potenza dell'impianto (in questo caso $K=1,4$ per impianti di potenza $\leq 1\ MWe$).

Tutte queste fasi sono gestite dal GSE (gestore servizi energetici), il quale provvede al riconoscimento del funzionamento CAR, determina il numero di TEE cui hanno diritto gli impianti CAR, ritira i TEE pagandoli al prezzo vigente all'entrata in esercizio dell'impianto in regime di CAR, svolge attività di verifica e controllo sugli impianti incentivati comunicando al MiSE (Ministero Sviluppo Economico) e al produttore l'esito finale delle ispezioni e rilascia la garanzia d'origine (GOC) che attesta che l'energia elettrica che viene ceduta è effettivamente prodotta con un impianto di cogenerazione ad alto rendimento [MISE, 2012].

4.2 Indici Impianto Cogeneratore.

L'impianto cogenerativo è inoltre caratterizzato da alcuni parametri. Essi sono:

- *rapporto di cogenerazione λ* : rappresenta il rapporto tra energia termica prodotta e energia elettrica definito come:

$$\lambda = \frac{H}{E}$$

- *indice elettrico κ* :

$$k = \frac{E}{H}$$

- *rendimento per la produzione di energia elettrica*:

$$\eta_E = \frac{E}{F}$$

- *rendimento per la produzione di calore*:

$$\eta_H = \frac{H}{F}$$

- *indice di utilizzazione del combustibile*: definisce quanta parte dell'energia primaria viene usata:

$$IU = \frac{E}{F} + \frac{H}{F} = \eta_E + \eta_H$$

- *indice di risparmio energetico IRE*: permette di calcolare il risparmio di energia primaria adottando la cogenerazione anziché la produzione separata:

$$IRE = \frac{\Delta F}{F_s} = 1 - \frac{F}{F_s} = 1 - \frac{F}{\frac{E}{\eta_{E_s}} + \frac{H}{\eta_{H_s}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_E}{\eta_{E_s}} + \frac{\eta_H}{\eta_{H_s}}}$$

Questi indici permettono quindi di definire l'impianto dal punto di vista del rendimento e del risparmio energetico che permette di ottenere [Mancò, 2017].

L'energia termica prodotta dal cogeneratore può essere calcolata con la seguente formula:

$$E_{T_IC} = \frac{\eta_Q \cdot EE_{IC}}{\eta_E} \quad (4.5)$$

dove EE_{IC} rappresenta l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore.

Il gas naturale consumato dall'impianto viene calcolato come:

$$GN_{IC} = \frac{EE_{IC}}{H_i \cdot \eta_E} \quad (4.6)$$

Il gas naturale risparmiato nella centrale termica è:

$$GN_{risp} = \frac{E_{T_IC}}{H_i \cdot \eta_{CT}} \quad (4.7)$$

Il costo dell'impianto cogenerativo è stimato tramite la funzione $y = -401,5 \cdot \ln(x) + 4351,6$. Questa fornisce il costo unitario dell'impianto (€/kW) al variare della potenza del motore. All'aumentare della potenza elettrica dell'impianto si riduce il costo unitario.

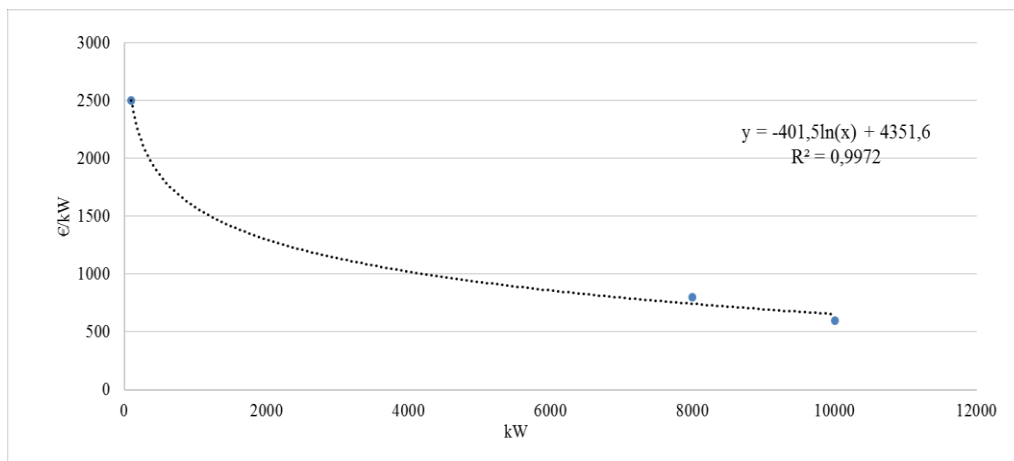


Figura 4.1 Funzione di costo unitario cogeneratore

Anche il costo dell'assorbitore è stimato tramite la funzione $y = -95,15 \cdot \ln(x) + 829,04$. Tale funzione definisce il costo unitario dell'assorbitore al variare della potenza frigorifera. Anche in questo caso all'aumentare della potenza frigorifera diminuisce il costo. I valori usati per la costruzione della funzione sono riferiti ad una media del costo degli assorbitori di tali potenze frigorifere trovati in commercio.

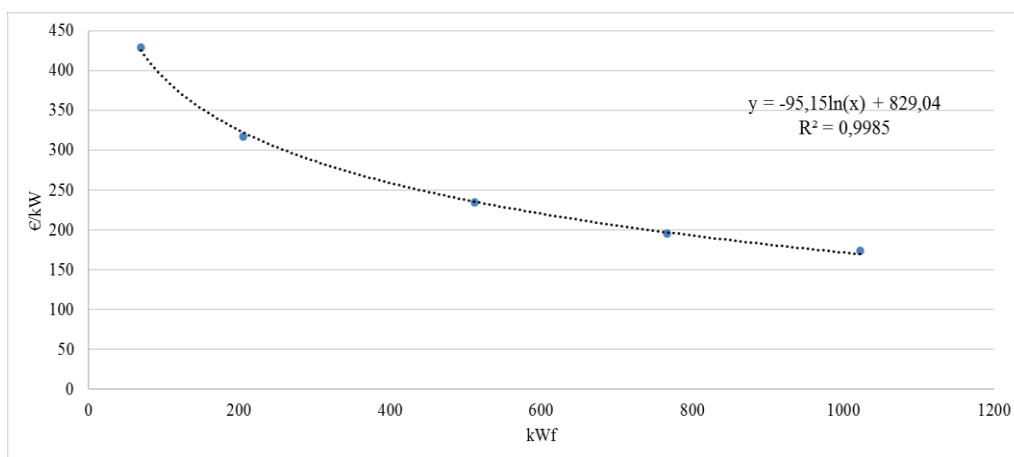


Figura 4.2 Funzione di costo unitario assorbitori

Il costo dell'impianto di trigenerazione è costituito dal costo dell'impianto cogenerativo e dal costo dell'assorbitore.

4.3 Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT1.

Il cogeneratore è dimensionato sulla domanda di energia termica relativa alla centrale termica “CT1”. Il fabbisogno di energia termica è 1234,59 *MWht*. Questa domanda è presente soltanto nel periodo invernale e di conseguenza anche il funzionamento dell’impianto è relativo a questo periodo (Ottobre-Aprile). Si può intuire che il numero di ore di esercizio dell’impianto è piuttosto basso.

Per effettuare il dimensionamento dell’impianto si parte dal profilo di potenza termica ricavato nel capitolo precedente. Con i valori di potenza termica si definisce prima il numero e la distanza delle classi necessarie per ottenere la distribuzione delle frequenze.

Il numero di classi è stato ottenuto come: $k = \sqrt{n} = \sqrt{8784} = 94$ dove n è la dimensione del campione (numero di valori di potenza termica registrati).

La distanza del campione è definita come: $d = \frac{\max(n) - \min(n)}{k} = \frac{714,625 - 0}{94} = 8$.

Tramite questi parametri si ricavano le classi di valori che permettono di ottenere la distribuzione di frequenza. Dalla distribuzione di frequenza si calcola la cumulata dei valori. La cumulata rappresenta l’andamento della potenza termica in funzione delle ore. Il diagramma permette di ricavare graficamente il numero di ore per cui il motore lavorerà. La prassi stabilisce di far lavorare il motore il più possibile cercando di soddisfare una quota maggiore di domanda termica. In questo specifico caso si nota come un impianto con potenza di 150 *kW* o 200 *kW* può lavorare per circa 3000 ore/anno (rettangolo verde).

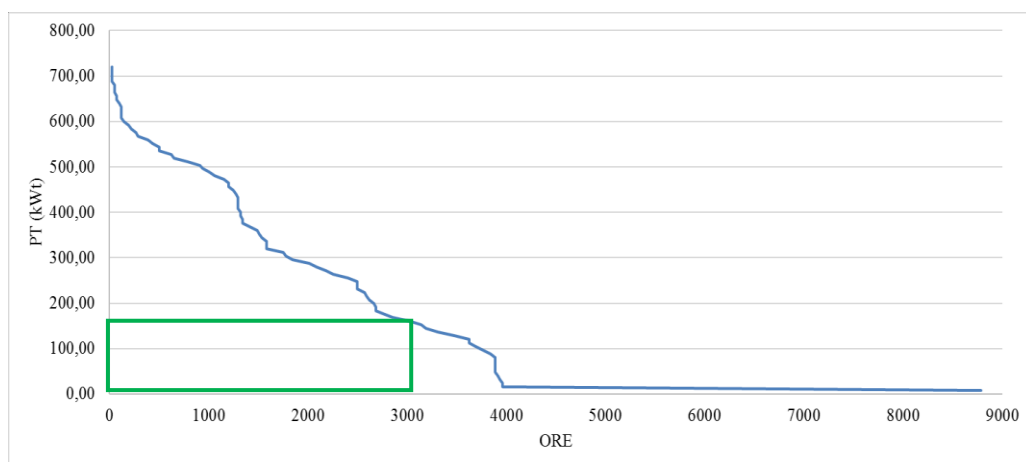


Figura 4.3 Cumulata Potenza termica CT1

Alla stessa maniera si ricava la cumulata relativa al profilo di potenza elettrica. Il fabbisogno di energia elettrica è 4751,56 MWh.

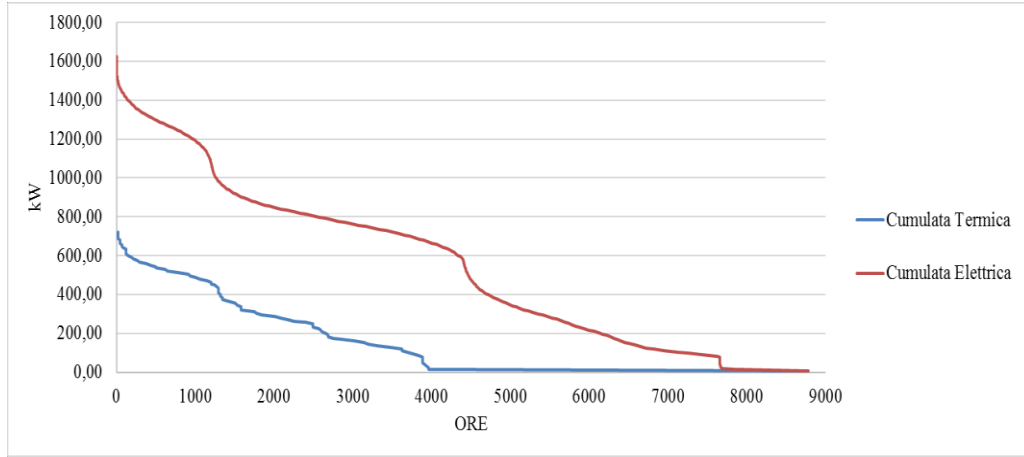


Figura 4.4 Cumulata potenza termica ed elettrica

Il funzionamento del motore è ricavato imponendo la condizione seguente:

- se $P_{T_richiesta} > P_{T_IC1}$ allora il motore è in produzione e fornisce la sua potenza termica disponibile $P_T = P_{T_IC1}$.
- se $P_{T_richiesta} \leq P_{T_IC1}$ allora $P_T = P_{T_richiesta}$ e il motore è spento.

Se sono presenti due motori il funzionamento si ricava con la seguente condizione:

- se $P_{T_richiesta} > (P_{T_IC1} + P_{T_IC2})$ allora anche il secondo motore è in produzione e fornisce la sua potenza termica disponibile. Si ottiene $P_T = P_{T_IC1} + P_{T_IC2}$;
- se $P_{T_richiesta} \leq P_{T_IC1} + P_{T_IC2}$ allora $P_T = P_{T_richiesta}$ ed entrambi i motori sono spenti.

Le ore di funzionamento sono calcolate come:

$$\frac{\sum P_{T_motore}}{P_{T_motore}} \quad (4.8)$$

dove la sommatoria rappresenta la somma della potenza termica prodotta del motore nell'anno.

Una volta definito il funzionamento del motore con le relative ore, si può calcolare la produzione in termini di energia elettrica (prodotta, ceduta e autoconsumata) ed energia termica. L'energia elettrica richiesta, prodotta, autoconsumata e ceduta è suddivisa per fasce di consumo F1, F2 e F3 sulla base del contratto di fornitura dell'azienda.

Nel caso di impianto con un solo motore si ottiene:

- se $EE_R > EE_{IC1}$ allora l'energia importata EE_I risulta essere $EE_I = EE_R - EE_{IC1}$ mentre l'energia ceduta EE_C risulta essere nulla.
- se $EE_R \leq EE_{IC1}$ allora l'energia importata EE_I risulta essere nulla mentre l'energia ceduta EE_C è $EE_C = EE_R - EE_{IC1}$

Nel caso di impianto con un due motori si ottiene:

- se $EE_R > (EE_{IC1} + EE_{IC2})$ allora l'energia importata dal motore primario EE_{I_IC1} risulta essere nulla così come l'energia ceduta EE_{C_IC1} mentre per il motore secondario l'energia elettrica importata risulta essere $EE_{I_IC2} = EE_R - EE_{IC1} - EE_{IC2}$ mentre l'energia elettrica ceduta EE_{C_IC2} risulta essere nulla;
- se $EE_R \leq (EE_{IC1} + EE_{IC2})$ l'energia importata dal motore primario è nulla mentre l'energia ceduta è $EE_{C_IC1} = EE_R - EE_{IC1}$. Per il motore secondario l'energia importata è nulla mentre quella ceduta è: $EE_{C_IC2} = -EE_{IC2}$;
- se $EE_{IC1} \leq EE_R \leq (EE_{IC1} + EE_{IC2})$: l'energia elettrica importata dal motore primario EE_{I_IC1} e ceduta EE_{C_IC1} sono nulle. L'energia elettrica importa EE_{I_IC2} dal motore secondario è nulla mentre l'energia elettrica ceduta è $EE_{C_IC2} = EE_R - EE_{IC1} - EE_{IC2}$.

L'energia elettrica autoconsumata è calcolata come somma algebrica tra l'energia elettrica ceduta e generata dall'impianto:

$$EE_{autoc} = EE_{IC} + EE_C$$

Di seguito si riportano i dati di produzione di due impianti cogenerativi.

Il primo impianto è il Tedom Cento T100.

Tabella 4.1 Specifiche motore

	kWe	kWt	kW
Tedom Cento T100	104	142	282

La figura 4.5 riporta la quota di energia termica ricoperta dal motore. Le ore di funzionamento sono 3168.

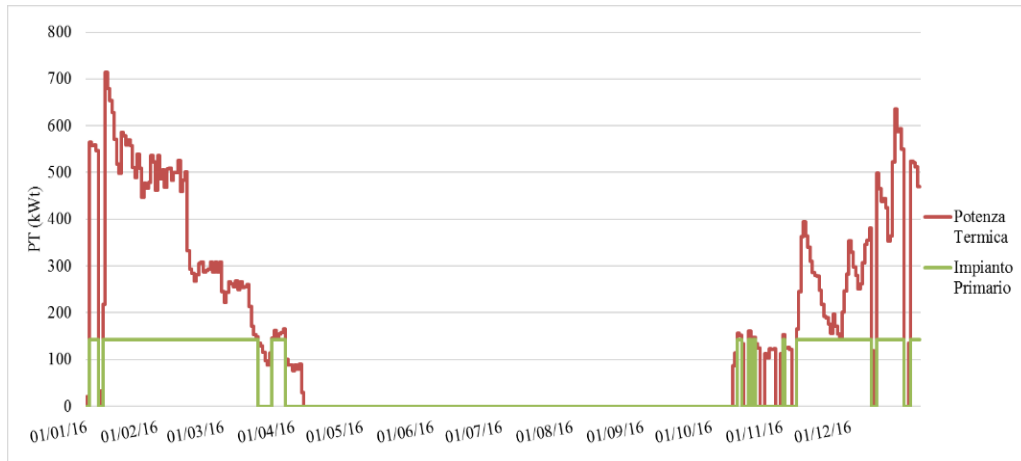


Figura 4.5 Funzionamento impianto Tedom Cento T100

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, questa è 329,47 *MWh* di cui 312,09 *MWh* vengono autoconsumati dall'azienda e 17,38 *MWh* ceduti in rete.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica:

$$E_{T_{IC}} = 449,86 \text{ MWh}$$

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto:

$$GN_{IC} = 93.157,04 \text{ Sm}^3$$

Il gas risparmiato dalla centrale termica "CT1", calcolato con la (4.7) è:

$$GN_{risp} = 47.866,19 \text{ Sm}^3$$

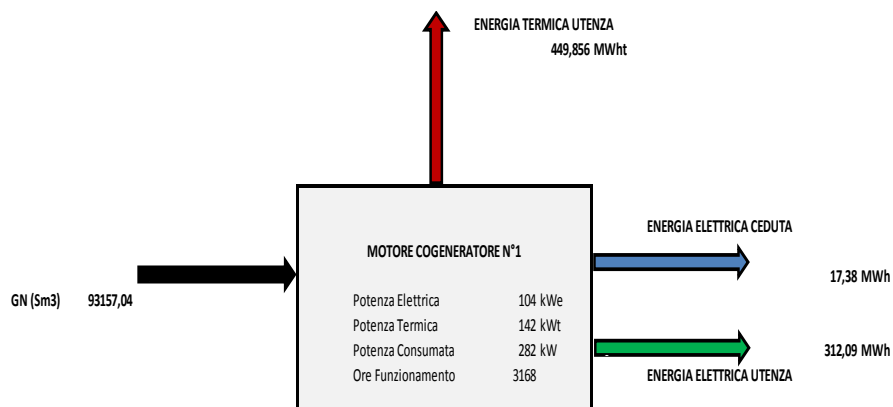


Figura 4.6 Specifiche cogeneratore Tedom Cento T100

Di seguito si riportano gli indici che caratterizzano l'impianto.

Tabella 4.2 Indici cogeneratore Tedom Cento T100 e definizione CAR

H	449,86	H_{chp}	449,86
E	329,47	η_{non_chpE}	0,368
F	893,38	$\eta_{globale}$	0,872
Fs	1216,08	E_{chp}	329,472
λ	1,37	E_{non_chp}	0
k	0,73	F_{non_chpE}	0
η_H	0,503	F_{chp}	893,376
η_E	0,368	PES	23,412
IU	0,872	RISP	380,781MWh/anno
IRE	0,265	TEE	45,846 tep

Si riportano i valori calcolati con le formule da (4.1) a (4.4) per la definizione di CAR. Poiché il PES soddisfa la condizione, possiamo affermare che l'impianto è certificato in regime di CAR. Una volta ottenuta la certificazione si può calcolare l'incentivo che viene elargito in forma di titoli di efficienza energetica.

Di seguito si riportano i valori di cogenerazione utilizzando due impianti per soddisfare una quota di domanda termica maggiore. Quando si hanno due impianti con potenza termica diversa, si decide di utilizzare il motore con potenza termica maggiore come motore primario e l'altro come motore secondario. La soluzione seguente è quella che permette un funzionamento degli impianti per un numero di ore maggiore all'anno.

Gli impianti sono: Tedom Cento M70 e Tedom Micro T50. Il motore primario lavora per 3624 ore mentre quello secondario per 2616 ore.

Tabella 4.3 Specifiche motori

	kWe	kWt	kW
Tedom Cento M70	70	109	204
Tedom Micro T50	48	91	148

I motori Tedom presentano due valori di potenza termica: standard e potenziato. Si sceglie il valore di potenza termica standard.

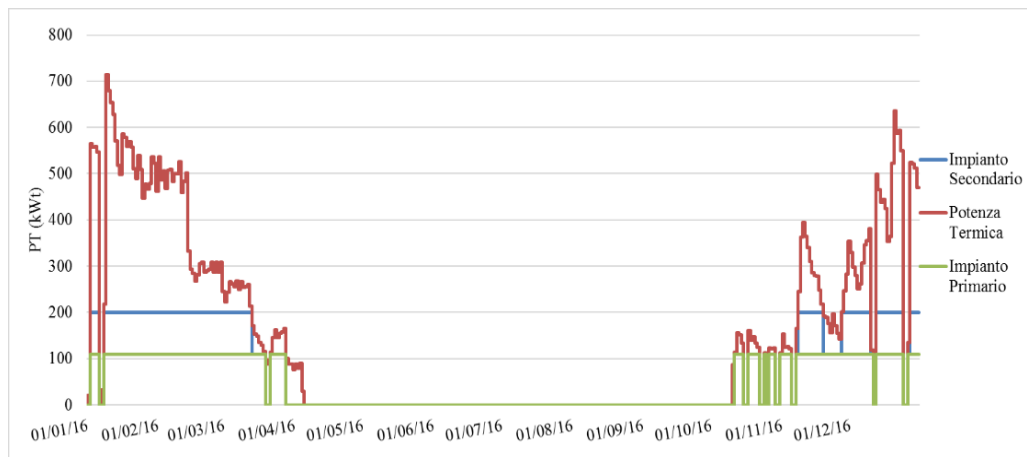


Figura 4.7 Funzionamento impianto Tedom Cento M70 e Micro T50

La produzione di energia elettrica per il motore primario è:

- generata 253,68 *MWh*;
- autoconsumata 240,81 *MWh*;
- ceduta 12,87 *MWh*.

La produzione di energia elettrica per il motore secondario è:

- generata 125,568 *MWh*;
- autoconsumata 115,27 *MWh*;
- ceduta 10,30 *MWh*.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica totale prodotta:

$$E_{T_{IC}} = 633,07 \text{ MWh}$$

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto:

$$GN_{IC} = 117.462,36 \text{ Sm}^3$$

Il gas risparmiato dalla centrale termica CT1, calcolato con la (4.7) è:

$$GN_{risp} = 67.360,98 \text{ Sm}^3$$

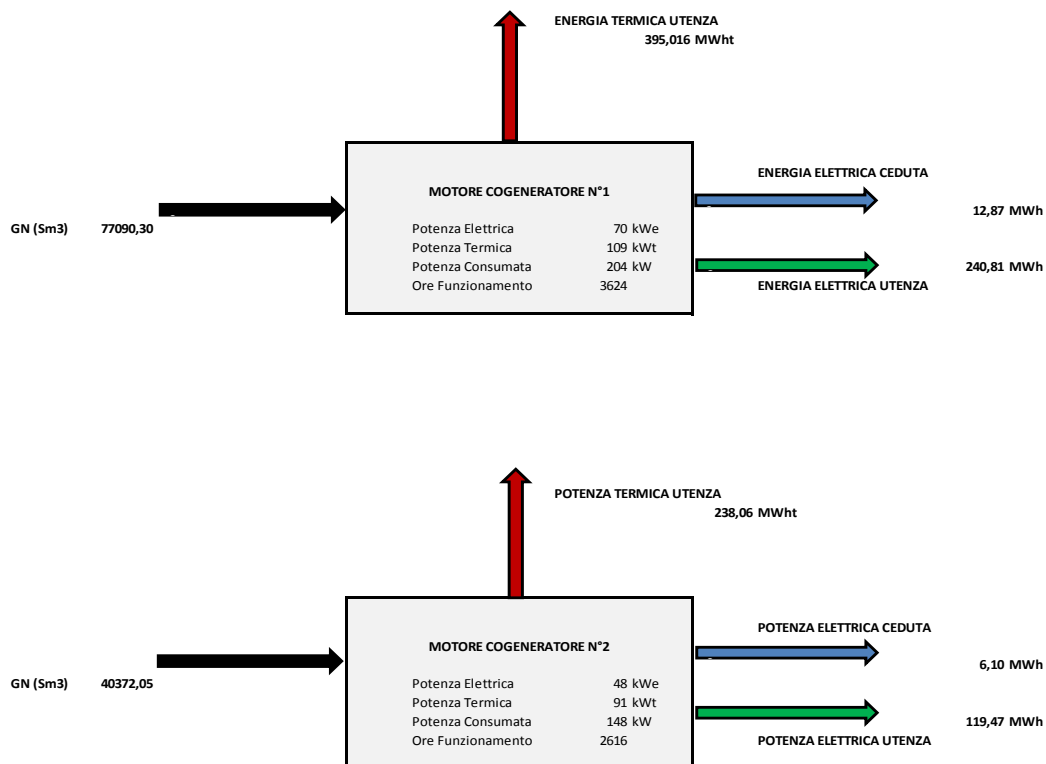


Figura 4.8 Cogeneratore Tedom Cento M70 e Micro T50

Gli indici che caratterizzano gli impianti sono:

Tabella 4.4 Indici Impianto

IMPIANTO PRIMARIO				IMPIANTO SECONDARIO			
H	395,02	H_{chp}	395,02	H	238,06	H_{chp}	238,06
E	253,68	η_{non_chpE}	0,34	E	125,57	η_{non_chpE}	0,324
F	739,30	$\eta_{globale}$	0,877	F	387,168	$\eta_{globale}$	0,939
Fs	990,38	E_{chp}	253,68	Fs	537,480	E_{chp}	125,568
λ	1,56	E_{non_chp}	0	λ	1,89	E_{non_chp}	0
k	0,64	F_{non_chpE}	0	k	0,527	F_{non_chpE}	0
η_H	0,534	F_{chp}	739,296	η_H	0,614	F_{chp}	387,168
η_E	0,343	PES	22,360	η_E	0,324	PES	25,343
IU	0,877	RISP	$295,803 \frac{MWh}{anno}$	IU	0,939	RISP	$172,445 \frac{MWh}{anno}$
IRE	0,253	TEE	$35,614 tep$	IRE	0,279	TEE	$20,762 tep$

Anche in questo caso si ottiene la certificazione CAR in quanto i valori rispettano tutte le condizioni necessarie.

Si riporta infine il caso di due impianti uguali: Tedom Cento M70. Il motore primario lavora per 3624 ore mentre quello secondario per 2520 ore. Si nota come le ore lavorate dal motore secondario siano quasi identiche a quelle del cogeneratore Tedom Micro T50 visto precedentemente.

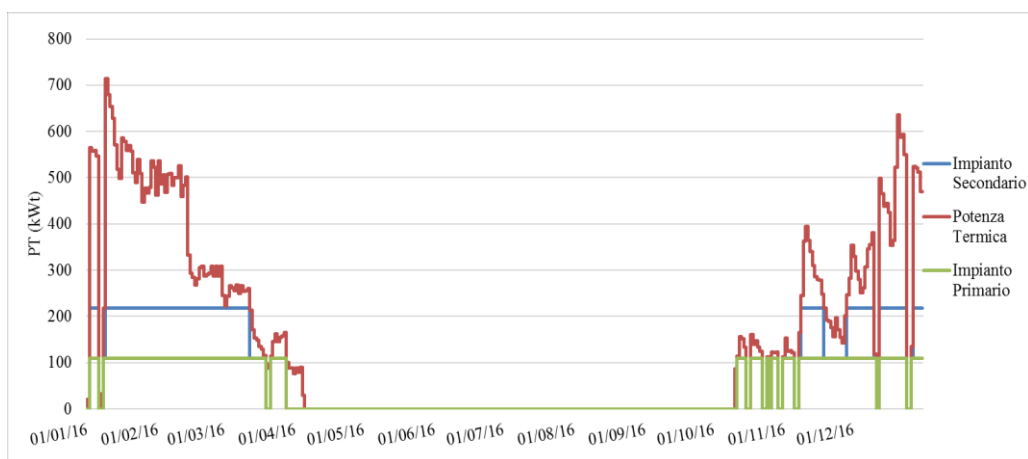


Figura 4.9 Funzionamento impianto Tedom Cento M70

I dati relativi all'energia elettrica per il motore primario sono:

- generata 253,68 *MWh*;
- autoconsumata 240,81 *MWh*;
- ceduta 12,87 *MWh*.

I dati relativi all'energia elettrica per il motore secondario sono:

- generata 176,4 *MWh*;
- autoconsumata 159,72 *MWh*;
- ceduta 16,68 *MWh*.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica totale prodotta

$$E_{T_IC} = 669,70 \text{ MWh}$$

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto $GN_{IC} = 130.696,14 \text{ Sm}^3$.

Il gas risparmiato dalla centrale termica "CT1", calcolato con la (4.7) è

$$GN_{risp} = 71.257,90 \text{ Sm}^3$$

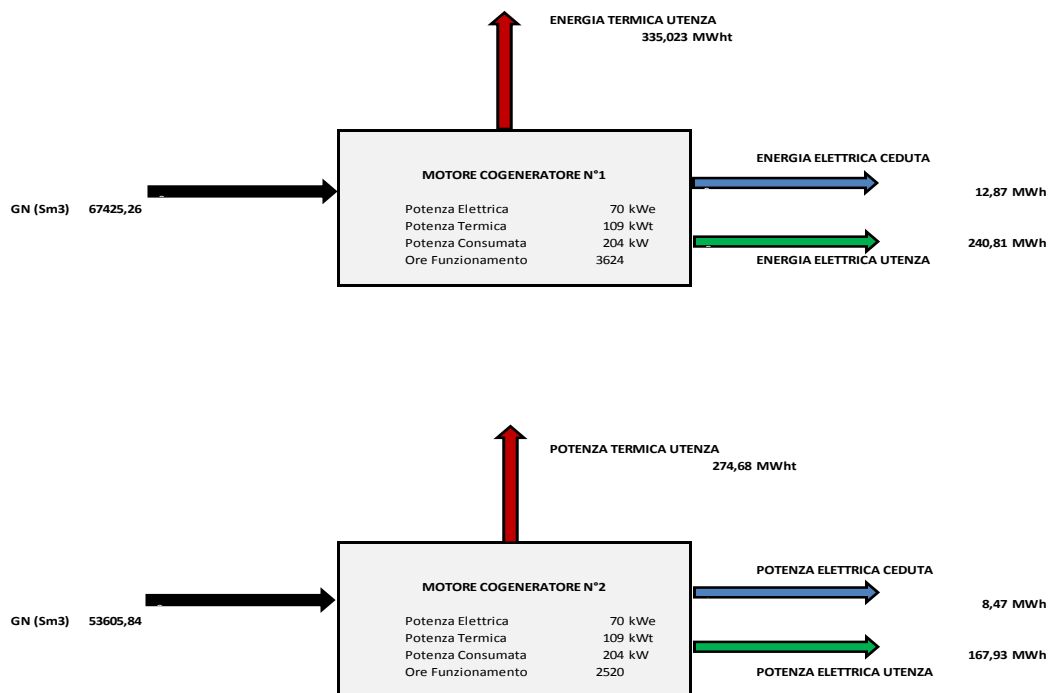


Figura. 4.10 Doppio cogeneratore Tedom Cento M70

Gli indici che caratterizzano gli impianti sono:

Tabella 4.5 Indici Impianto

IMPIANTO PRIMARIO				IMPIANTO SECONDARIO			
H	395,016	H_{chp}	395,016	H	274,68	H_{chp}	274,680
E	253,680	η_{non_chpE}	0,343	E	176,40	η_{non_chpE}	0,343
F	739,296	$\eta_{globale}$	0,877	F	514,08	$\eta_{globale}$	0,877
Fs	990,385	E_{chp}	253,680	Fs	688,67	E_{chp}	176,400
λ	1,557	E_{non_chp}	0	λ	1,557	E_{non_chp}	0
k	0,642	F_{non_chpE}	0	k	0,642	F_{non_chpE}	0
η_H	0,534	F_{chp}	739,296	η_H	0,534	F_{chp}	514,080
η_E	0,343	PES	22,360	η_E	0,343	PES	22,362
IU	0,877	$RISP$	$295,803 \frac{MWh}{anno}$	IU	0,877	$RISP$	$205,691 \frac{MWh}{anno}$
IRE	0,254	TEE	$35,614 tep$	IRE	0,254	TEE	$24,765 tep$

Per quanto riguarda la definizione di CAR i valori calcolati con le formule da (4.1) a (4.4) sono permettono di rientrare nel regime di CAR.

Queste due ipotesi mostrano come la produzione di energia termica sia la stessa per entrambi nonostante la potenza di un impianto sia maggiore rispetto all'altro. In questo caso si dovrebbe scegliere l'ipotesi con il secondo impianto di potenza minore in quanto ha consumi di combustibile più bassi e dovrebbe garantire un risultato economico migliore. L'unica differenza si ha soltanto nella produzione di energia elettrica che risulta essere maggiore nei due impianti più grossi.

4.4 Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT2.

In questo caso il cogeneratore è dimensionato sulla domanda di energia termica della centrale termica "CT2". Il fabbisogno di energia termica è $2.136,224 MWh$. Anche questa domanda è presente solo nel periodo invernale (Ottobre-Aprile).

Con i valori di potenza termica si definisce prima il numero e la distanza delle classi necessarie per ottenere la distribuzione delle frequenze.

Il numero di classi è: $k = 230$. La distanza del campione è: $d = 8$.

Tramite questi parametri si ricavano le classi di valori che permettono di ottenere la distribuzione di frequenza e la conseguente cumulata dei valori di potenza termica in funzione delle ore.

Il diagramma permette di ricavare graficamente il numero di ore per cui il motore lavorerà.

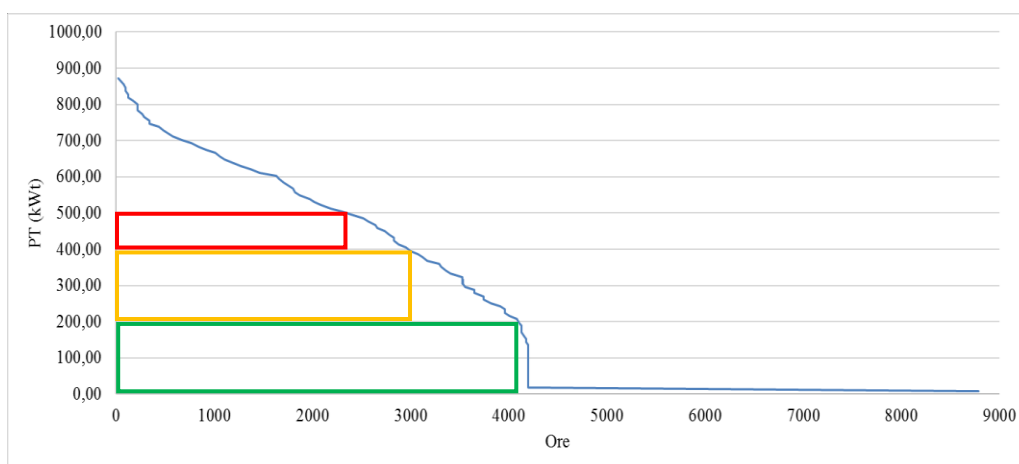


Figura 4.11 Cumulata potenza termica “CT2”

In questo specifico caso si nota come un impianto con potenza di 200 *kW* può lavorare per circa 4000 ore/anno (rettangolo verde), uno da 400 *kW* (rettangolo giallo) può lavorare per circa 3000/anno ore e uno da 500 *kW* per circa 2500 ore/anno. Scegliendo un impianto Tedom Cento L230 si ottengono i valori riportati di seguito.

Tabella 4.6 Specifiche motore

	kWe	kWt	kW
Tedom Cento L230	235	277	569

La figura 4.12 riporta la quota di energia termica ricoperta dal motore. Le ore di funzionamento sono 3648.

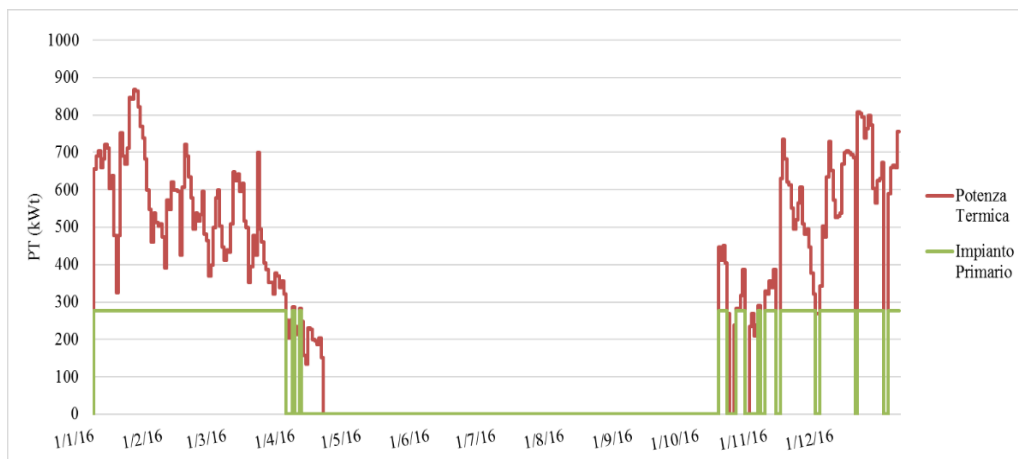


Figura 4.12 Funzionamento impianto Tedom Cento L230

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica questa è $857,28 \text{ MWh}$ di cui $742,534 \text{ MWh}$ vengono autoconsumati dall'azienda e $114,745 \text{ MWh}$ ceduti in rete.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica:

$$E_{T_{IC}} = 1.010,49 \text{ MWh}$$

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto:

$$GN_{IC} = 216.445,464 \text{ Sm}^3$$

Il gas risparmiato dalla centrale termica, calcolato con la (4.7) è:

$$GN_{risp} = 114.532,348 \text{ Sm}^3$$

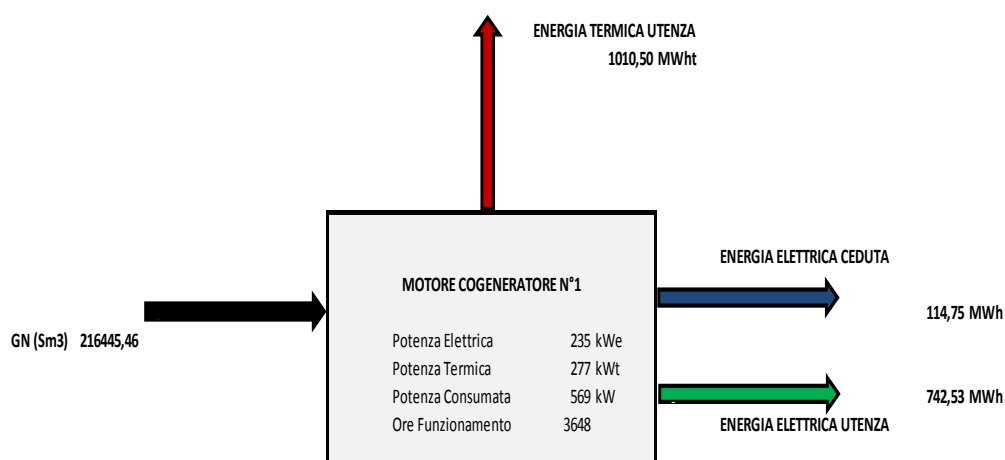


Figura. 4.13 Specifiche cogeneratore Tedom Cento L230

Tabella 4.7 Indici cogeneratore Tedom Cento L230 e definizione CAR

H	1010,496	H_{chp}	1010,496
E	857,280	η_{non_chpE}	0,413
F	2075,712	$\eta_{globale}$	0,900
Fs	2986,426	E_{chp}	857,280
λ	1,179	E_{non_chp}	0
k	0,848	F_{non_chpE}	0
η_H	0,487	F_{chp}	2075,712
η_E	0,413	PES	27,278
IU	0,900	RISP	1061,82 MWh/anno
IRE	0,305	TEE	127,843 tep

Poiché il PES soddisfa la condizione, possiamo affermare che l'impianto è certificato in regime di CAR.

Di seguito si riportano i valori di cogenerazione ottenuti associando all'impianto Tedom Cento L230, il cogeneratore Tedom Micro T50.

Il motore primario lavora sempre per lo stesso numero di ore mentre quello secondario lavora per 3168 ore.

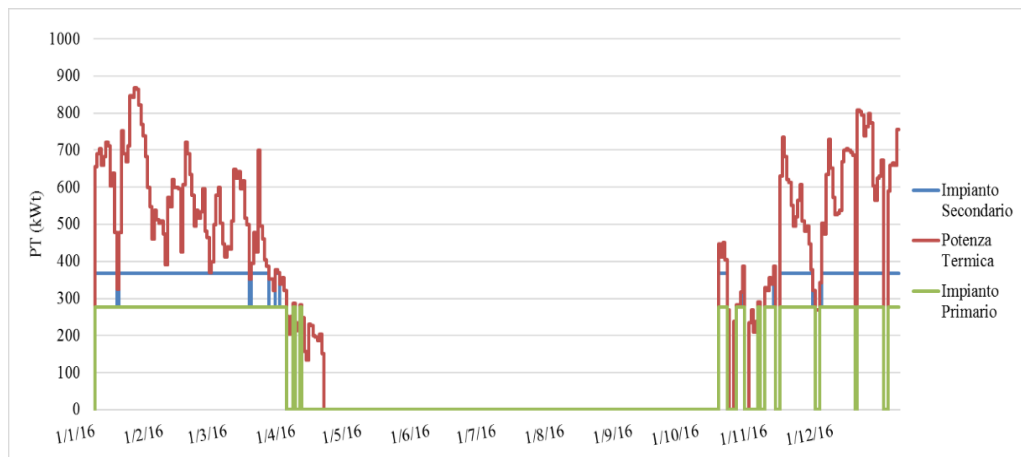


Figura 4.14 Funzionamento impianto Tedom Cento L230 e Micro T50

La produzione di energia elettrica per il motore primario è:

- generata 857,28 MWh;
- autoconsumata 742,53 MWh;
- ceduta 114,75 MWh.

La produzione di energia elettrica per il motore secondario è:

- generata 152,06 *MWh*;
- autoconsumata 111,08 *MWh*;
- ceduta 40,98 *MWh*.

L'energia termica totale prodotta è $E_{T_{IC}} = 1298,784 \text{ MWh}$. Il gas consumato dall'impianto è $GN_{IC} = 265.336,392 \text{ Sm}^3$ e il gas risparmiato dalla centrale termica è $GN_{risp} = 147.207,689 \text{ Sm}^3$.

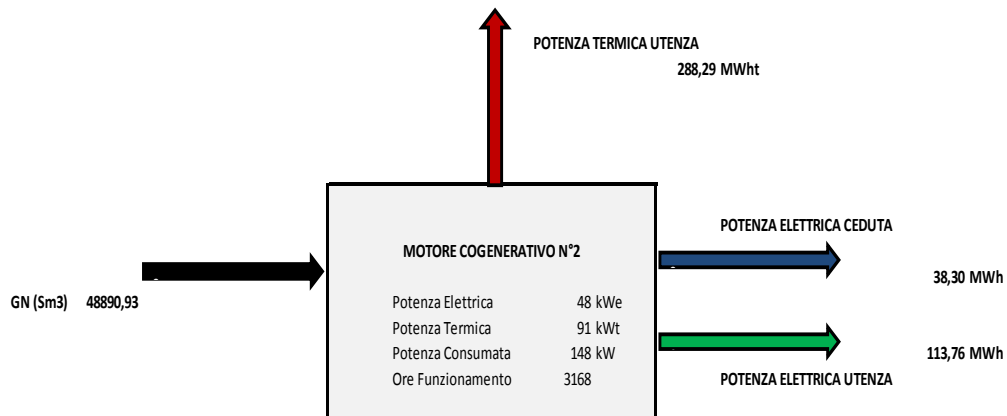


Figura 4.15 Produzione cogeneratore Tedom Micro T50 associato a Tedom Cento L230

Gli indici che caratterizzano l'impianto secondario sono:

Tabella 4.8 Indici impianto secondario

H	288,288	H_{chp}	288,288
E	152,064	η_{non_chpE}	0,324
F	468,864	$\eta_{globale}$	0,939
Fs	650,894	E_{chp}	152,064
λ	1,896	E_{non_chp}	0
k	0,527	F_{non_chpE}	0
η_H	0,615	F_{chp}	468,864
η_E	0,324	PES	25,183
IU	0,939	$RISP$	208,833 <i>MWh/anno</i>
IRE	0,280	TEE	25,143 <i>tep</i>

Anche in questo caso si ottiene la certificazione CAR in quanto i valori (colore blu) rispettano tutte le condizioni necessarie.

La soluzione con due impianti permette di soddisfare una quota maggiore di domanda termica e di produrre più energia elettrica. Quindi si nota come aggiungendo un piccolo impianto la produzione migliori sensibilmente.

4.5 Dimensionamento Impianto Cogenerativo per CT1 e CT2

Il dimensionamento di questo impianto si basa sulla domanda di energia termica relativa ad entrambe le caldaie. Anche in questo caso ci si aspetta un numero di ore di esercizio dell'impianto limitato al periodo invernale.

Il numero di classi è $k = \sqrt{n} = \sqrt{8784} = 94$.

La distanza delle classi è $d = \frac{\max(P_T) - \min(P_T)}{k} = \frac{1437.25 - 0}{94} = 15$

Tramite i valori k e d si ricavano le classi che permettono di definire la distribuzione di frequenza. Da questa si ricava la cumulata della potenza termica di entrambe le centrali termiche.

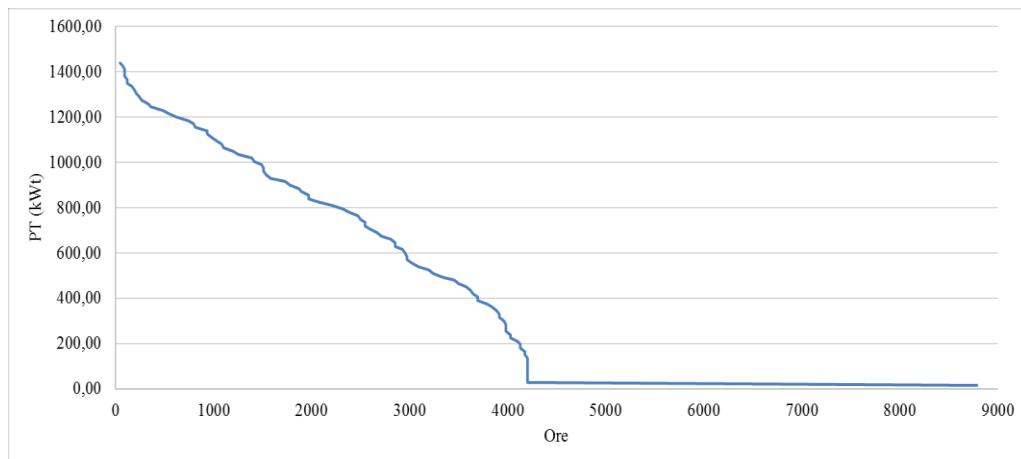


Figura 4.16 Cumulata potenza termica CT1 e CT2

Il fabbisogno di energia termica è $3.370,818 \text{ MWh}$. Si nota come il diagramma sia simile a quello relativo alla sola “CT1”. In questa configurazione è possibile applicare in maniera ancora più efficace il principio della modularità. Dalla figura 4.17 si nota subito come un motore di 200 kWt (rettangolo verde) può lavorare per circa 4000 ore/anno , e applicandone un altro da 400 kWt (rettangolo giallo) riesca a lavorare per circa

3000 ore/anno. La cumulata relativa al profilo di potenza elettrica rimane inalterata. Il fabbisogno di energia elettrica è 4751,56 MWh.

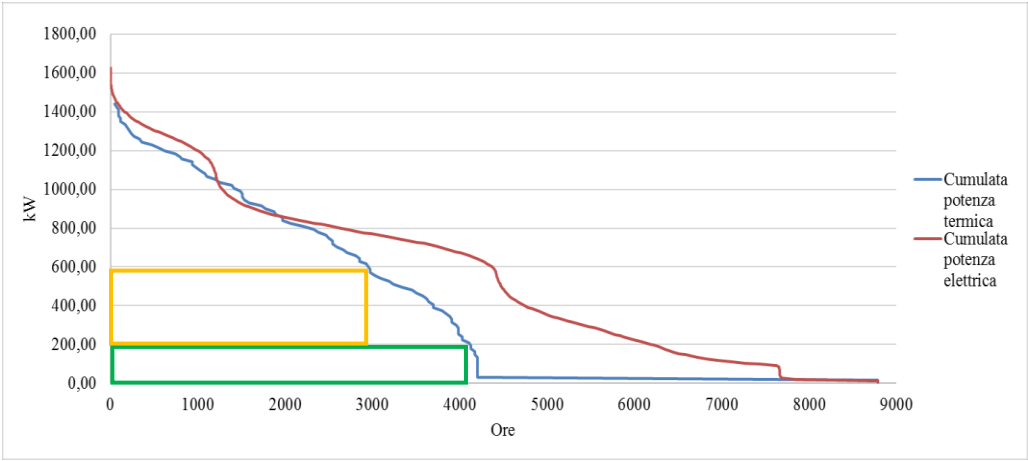


Figura 4.17 Andamento cumulata potenza termica ed elettrica

Di seguito si riportano i dati di cogenerazione per due impianti. Il primo impianto è il Tedom Cento L410. Con questo motore si cerca di soddisfare il più possibile il fabbisogno di energia termica. La figura 4.18 riporta la quota di energia termica ricoperta dal motore. Le ore di funzionamento sono 3216.

Tabella 4.9 Specifiche motore

	kWe	kWt	kW
Tedom Cento L410	410	506	1017

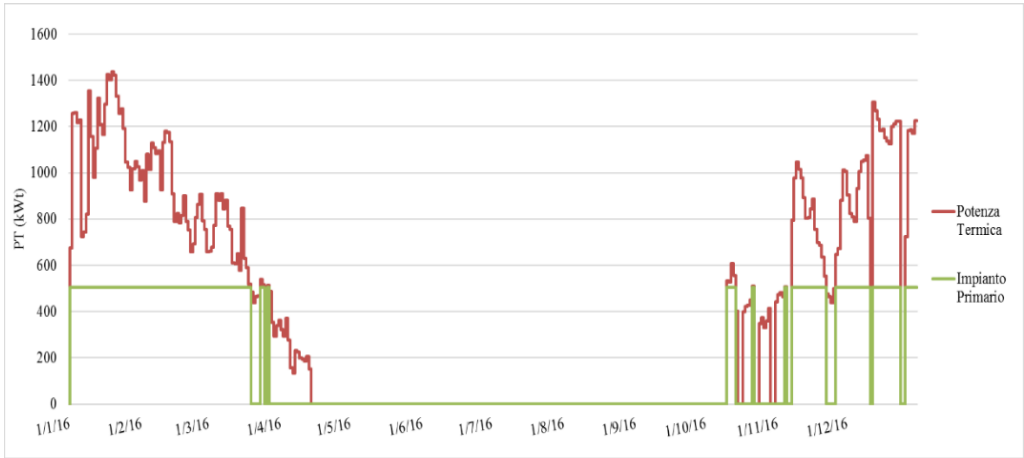


Figura 4.18 Funzionamento Impianto Tedom Cento L410

La produzione di energia elettrica è $1.318,56 \text{ MWh}$ di cui $1.040,97 \text{ MWh}$ vengono autoconsumati dall'azienda e $277,59 \text{ MWh}$ ceduti in rete. La quota da importare è $3710,59 \text{ MWh}$.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica $E_{T_{IC}} = 1.627,30 \text{ MWh}$.

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto

$$GN_{IC} = 341.050,26 \text{ Sm}^3$$

Il gas risparmiato nelle centrali termiche, calcolato con la (4.7) è

$$GN_{risp} = 173.149,75 \text{ Sm}^3$$

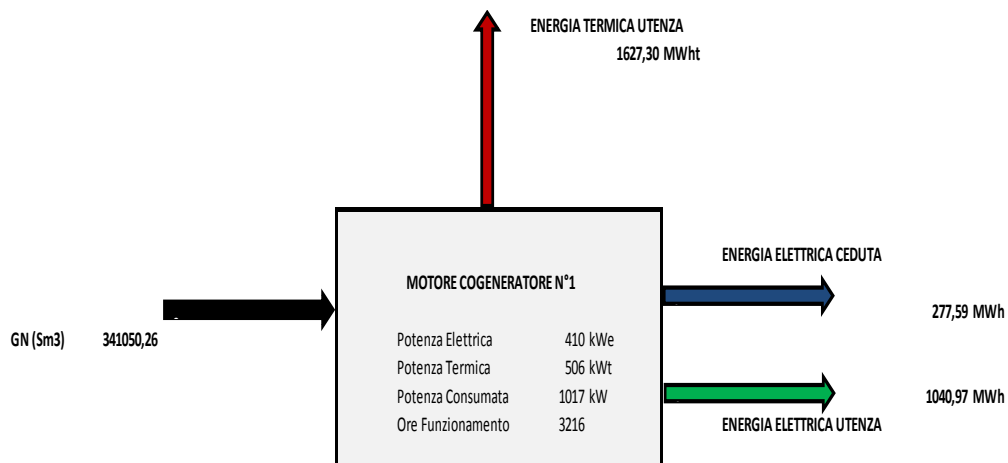


Figura 4.19 Produzione cogeneratore Tedom Cento L410

Gli indici sono:

Tabella 4.10 Indici cogeneratore Tedom Cento L410

H	1627,296	H_{chp}	1627,296
E	1318,560	η_{non_chpE}	0,403
F	3270,672	$\eta_{globale}$	0,901
Fs	4674,541	E_{chp}	1318,560
λ	1,234	E_{non_chp}	0
k	0,810	F_{non_chpE}	0
η_H	0,498	F_{chp}	3270,672
η_E	0,403	PES	26,781
IU	0,901	RISP	1636,283 MWh/anno
IRE	0,300	TEE	197,008

Anche questo impianto rientra in regime di CAR in quanto sono rispettate tutte le condizioni definite dalle formule dalla (4.1) a (4.4).

Si espone ora il caso in cui si utilizzano due motori cogenerativi. Con questa soluzione si massimizza il funzionamento dei due impianti. Questi sono: Tedom Cento L230 e Micro T50. Il primo lavora per 3960 ore e il secondo per 3696 ore. La figura 4.11 riporta la quota di energia termica ricoperta dal motore.

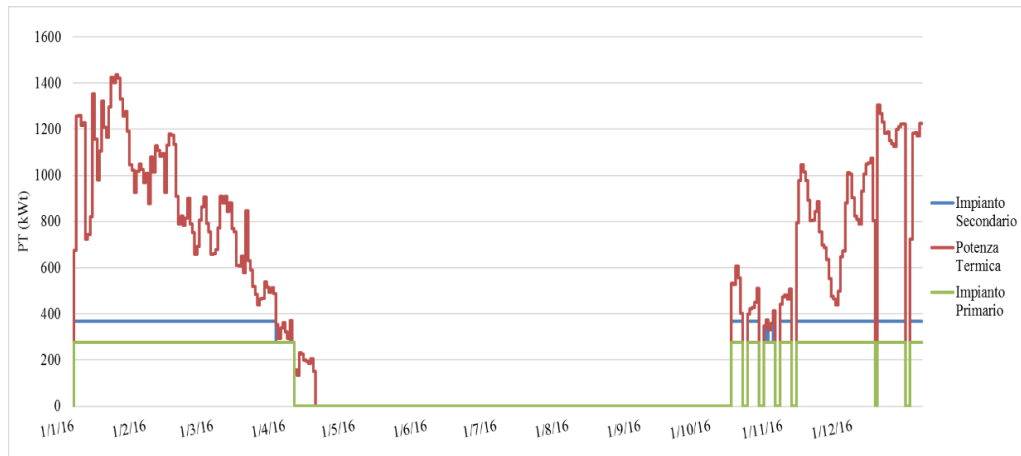


Figura 4.20 Funzionamento impianto Tedom Cento L230 e Micro T50

La produzione di energia elettrica è $1.115,95 \text{ MWh}$. Quella autoconsumata è $951,414 \text{ MWh}$ mentre la ceduta è $164,538 \text{ MWh}$.

Dal punto di vista termico si ottiene utilizzando le formule (4.5), (4.6) e (4.7):

- $E_{T_{IC}} = 1.444,27 \text{ MWh}$;
- $GN_{IC} = 294.161,42 \text{ Sm}^3$;
- $GN_{risp} = 153.675,38 \text{ Sm}^3$.

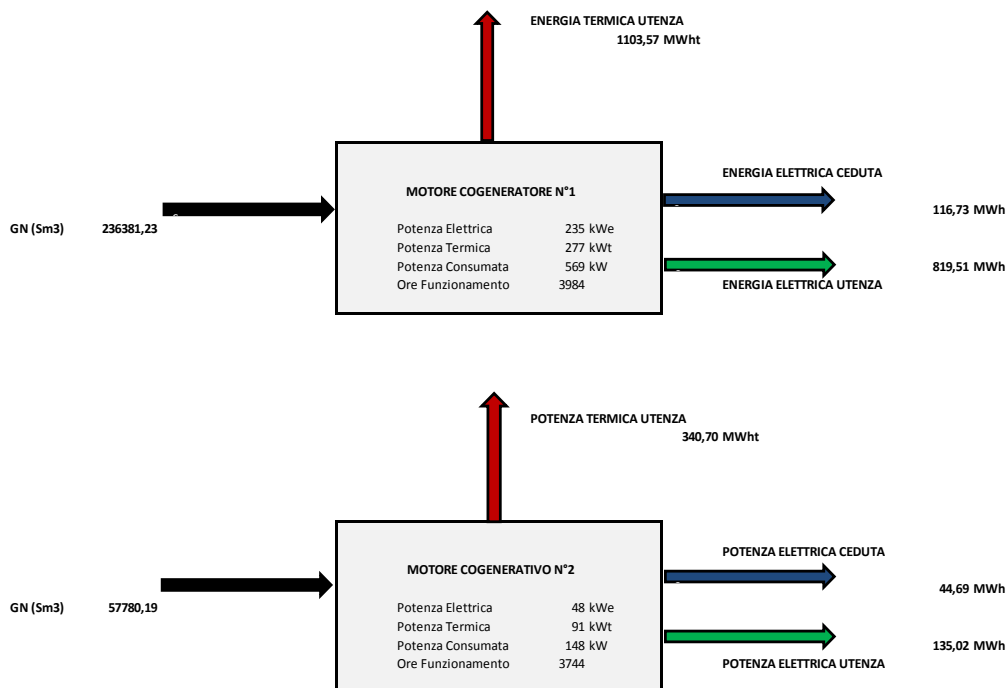


Figura 4.21 Specifiche cogeneratore Tedom Cento L230 e Micro T50

Tabella 4.11 Indici cogeneratore Tedom Cento L230 e Micro T50

IMPIANTO PRIMARIO				IMPIANTO SECONDARIO			
H	1103,568	H_{chp}	1103,568	H	340,704	H_{chp}	340,704
E	936,240	η_{non_chpE}	0,413	E	179,712	η_{non_chpE}	0,324
F	2266,896	$\eta_{globale}$	0,900	F	554,112	$\eta_{globale}$	0,939
Fs	3261,491	E_{chp}	936,240	Fs	769,238	E_{chp}	179,712
λ	1,179	E_{non_chp}	0	λ	1,896	E_{non_chp}	0
k	0,848	F_{non_chpE}	0	k	0,527	F_{non_chpE}	0
η_H	0,487	F_{chp}	2266,896	η_H	0,615	F_{chp}	554,112
η_E	0,413	PES	27,287	η_E	0,324	PES	25,185
IU	0,900	$RISP$	1159,619 $\frac{MWh}{anno}$	IU	0,939	$RISP$	246,802 $\frac{MWh}{anno}$
IRE	0,305	TEE	139,618 tep	IRE	0,280	TEE	29,715 tep

Le condizioni di CAR risultano tutte soddisfatte

Osservando i due impianti, il Tedom Cento L410 permette di soddisfare una richiesta maggiore di elettricit  mentre la quota di energia termica soddisfatta   pressoch  simile. Questo mostra come utilizzando pi  impianti di potenza elettrica minore sia possibile raggiungere i risultati ottenibili da un impianto di potenza maggiore. Osservando la figura sul funzionamento degli impianti si vede che c'  ancora un margine di energia da sfruttare. Questo significa che   possibile aumentare la taglia dei due motori

cogenerativi. Come esempio si riporta il funzionamento di due motori Tedom Cento L330.

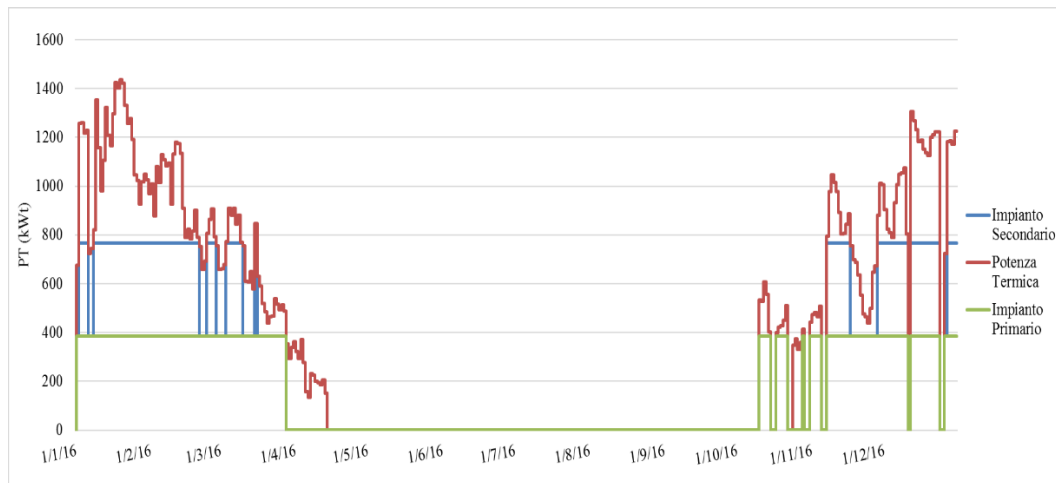


Figura 4.22 Funzionamento impianto doppio Tedom Cento L330

4.6 Dimensionamento Impianto Trigenerativo per CT1.

Il trigeneratore è dimensionato sulla domanda di energia termica costituita dai contributi della “CT1” e dall’impianto frigo. Come è stato specificato nel secondo capitolo, il reparto Lithoman richiede acqua refrigerata. Per soddisfare tale domanda si è pensato di usare un trigeneratore. Poiché la domanda di acqua refrigerata è circa costante tutto l’anno, a differenza di quella della centrale termica che è stagionale, questa configurazione rappresenta la soluzione migliore dal punto di vista dell’impianto, che l’impresa dovrebbe adottare.

Il fabbisogno di energia termica è 1.234,59 *MWht* per quanto riguarda la “CT1” e 2.281,303 *MWht* per quanto riguarda l’impianto frigo. La cumulata della potenza termica è calcolata a partire dal profilo di potenza termica della “CT1” e dell’impianto frigo.

Il numero di classi è: $k = \sqrt{n} = \sqrt{8784} = 94$ dove n è la dimensione del campione (numero di valori di potenza termica registrati).

La distanza del campione è: $d = \frac{\max(n) - \min(n)}{k} = \frac{1292,814 - 0}{94} = 14$.

Osservando la figura 4.23 si nota l'effetto dovuto all'energia termica dei frigo.

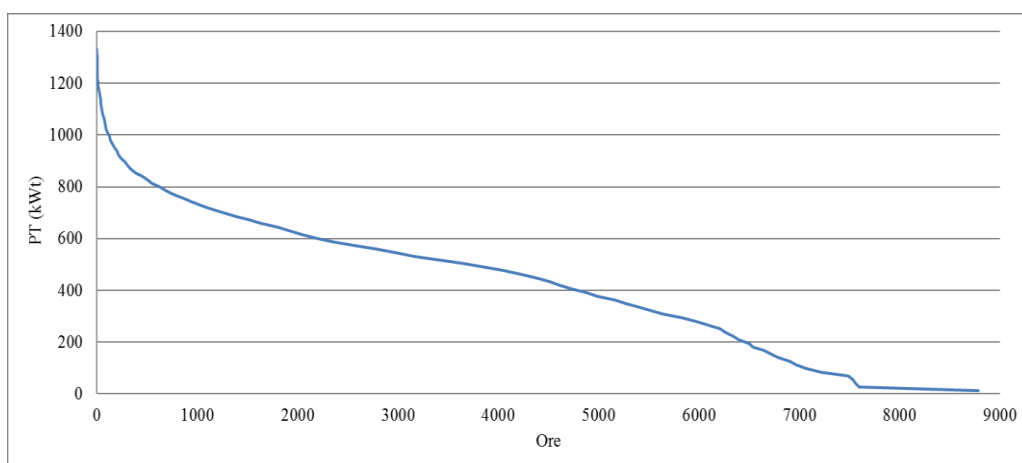


Figura 4.23 Cumulata potenza termica CT1 e impianto frigo

La cumulata della potenza elettrica rimane invariata anche in questo caso. Le due cumulate per l'ultimo periodo seguono circa lo stesso andamento. Questo mette in evidenza come l'effetto dei frigo abbia fatto aumentare il valore della cumulata termica. In questo caso si nota come l'impianto possa funzionare molte più ore durante l'anno. Ad esempio, un impianto da 200 kWt (rettangolo verde) può lavorare circa 6500 ore/anno mentre un impianto da 400 kWt (rettangolo giallo) può lavorare per quasi 5000 ore/anno.

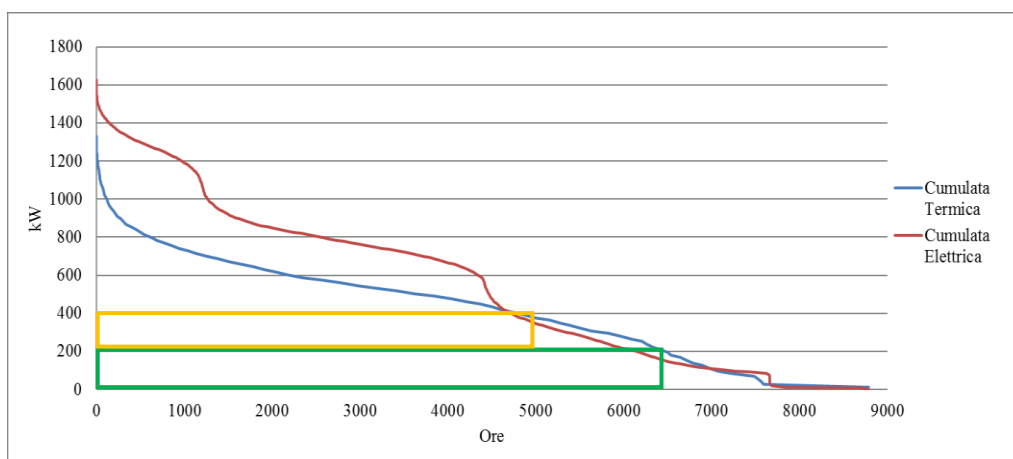


Figura 4.24 Andamento cumulata termica ed elettrica

In questo caso il dimensionamento dell'impianto deve tenere conto anche dell'assorbitore. Il motore è dimensionato sulla base del profilo di potenza termica totale come fatto in precedenza.

L'assorbitore è dimensionato tramite il profilo di potenza termica e la produzione di energia frigo è definita secondo le seguenti condizioni:

- se $P_{T_richiesta}^{frigo} > P_{Asb_1}$ allora si ottiene $P_{T_frigo} = P_{Asb_1}$;
- se $P_{T_richiesta}^{frigo} \leq P_{Asb_1}$ allora $P_{T_frigo} = P_{T_richiesta}^{frigo}$.

In caso ci siano due assorbitori il funzionamento del secondo assorbitore è il seguente:

- se $P_{T_richiesta}^{frigo} > P_{Asb1} + P_{Asb2}$ si ottiene $P_{T_frigo} = P_{Asb1} + P_{Asb2}$;
- se $P_{T_richiesta}^{frigo} \leq P_{Asb1} + P_{Asb2}$ si ottiene $P_{T_frigo} = P_{T_richiesta}^{frigo}$.

La domanda di energia termica per le caldaie è definita come differenza tra l'energia termica prodotta dall'impianto cogenerativo e la quota di energia termica destinata agli assorbitori:

$$E_{T_CT} = E_{T_IC} - E_{T_frigo} \quad (4.9)$$

Si deve precisare che la condizione ideale è data da un assorbitore che ha potenza termica uguale a quella del motore cogenerativo.

Queste condizioni permettono di ricavare appunto l'energia termica prodotta dagli assorbitori che andranno a coprire il fabbisogno dell'impianto frigo.

Il valore di energia termica frigo generata totale E_{T_frigo} è data dalla somma di tutti i valori di energia termica prodotta dall'assorbitore nell'anno. Dall'energia termica frigo si ricava l'energia elettrica risparmiata con l'utilizzo degli assorbitori:

$$EE_{frigo_risp} = \frac{E_{T_frigo} \cdot COP_{Assorb}}{COP_{frigo}} \quad (4.10)$$

L'energia termica frigorifera prodotta può essere ricavata anche a partire dall'energia elettrica risparmiata calcolata con la (4.10)

$$E_{T_frigo} = \frac{EE_{frigo_risp} \cdot COP_{frigo}}{COP_{Assorb}} \quad (4.11)$$

Il primo impianto che si analizza è costituito da un cogeneratore Tedom Cento L230 associato ad un assorbitore Century AR-D60L2. Le ore di funzionamento ricavate con la (4.8) sono 5877.

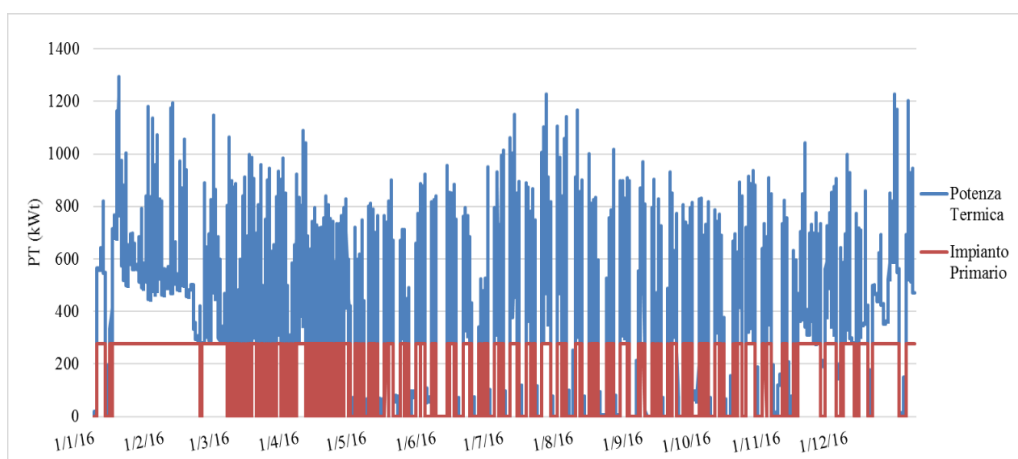


Figura 4.25 Funzionamento impianto Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2

La produzione di energia elettrica dell'impianto cogenerativo è $1.381,10 \text{ MWh}$. L'energia elettrica autoconsumata è $1.311,91 \text{ MWh}$ e quella ceduta è $69,18 \text{ MWh}$. L'energia elettrica risparmiata dai frigo è $246,55 \text{ MWh}$.

Tramite la formula (4.5) si ottiene l'energia termica $E_{T_IC} = 1.627,93 \text{ MWh}$.

L'energia termica frigo prodotta con la (4.11) è: $E_{T_frigo} = 1.114,52 \text{ MWh}$.

L'energia termica destinata alla caldaia (4.9) è:

$$E_{T_CT1} = E_{T_IC} - E_{T_frigo} = 513,41 \text{ MWh}$$

Con la formula (4.7) si ricava il gas consumato dall'impianto $GN_{IC} = 348.697,91 \text{ Sm}^3$.

Il gas naturale risparmiato dalla centrale termica "CT1", calcolato con la (4.8) è:

$$GN_{risp} = 54.628,74 \text{ Sm}^3$$

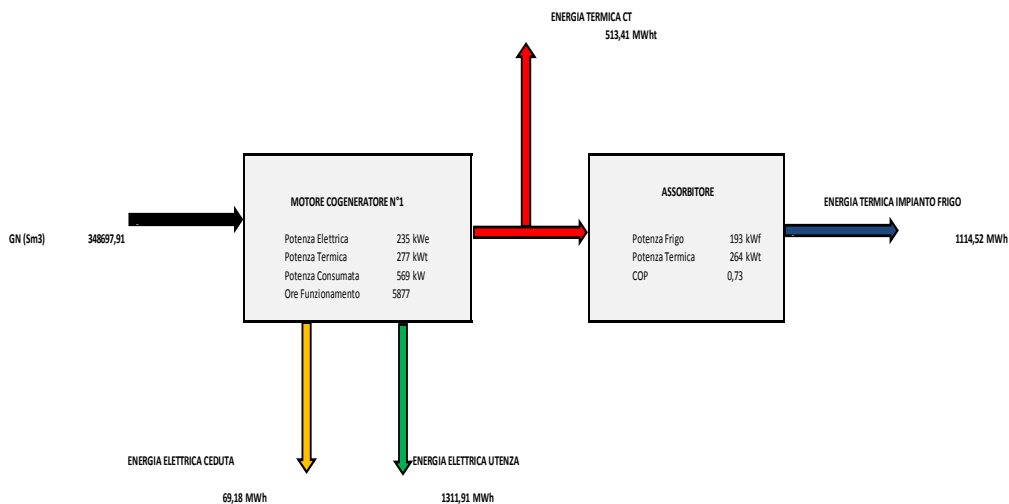


Figura 4.26 Trigeneratore Tedom Cento L230 e assorbitore Century AR-D60L2

Gli indici relativi all'impianto sono i seguenti:

Tabella 4.12 Indici cogeneratore Tedom Cento L230

H	1627,929	H_{chp}	1627,929
E	1381,095	η_{non_chpE}	0,413
F	3344,013	$\eta_{globale}$	0,900
Fs	4811,190	E_{chp}	1381,095
λ	1,179	E_{non_chp}	0
k	0,848	F_{non_chpE}	0
η_H	0,487	F_{chp}	3344,013
η_E	0,413	PES	27,358
IU	0,900	RISP	1710,613MWh/anno
IRE	0,305	TEE	205,957 tep

L'impianto possiede le caratteristiche per ricevere la certificazione CAR.

Il seguente caso mostra il principio della modularità. Si aggiunge all'impianto appena descritto un altro motore cogenerativo Tedom Cento T100 con assorbitore Century AR-D30L2.

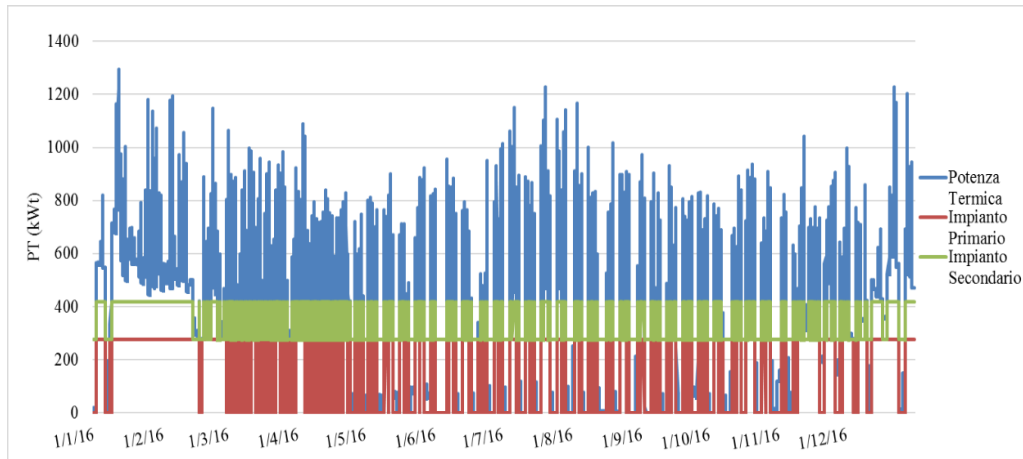


Figura 4.27 Funzionamento impianto Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 Tedom Cento T100 e Century AR-D30L2

La produzione di energia elettrica per il motore primario rimane inalterata. Il motore secondario lavora per 4513 ore.

La produzione di energia elettrica per il motore secondario è:

- generata 469,35 *MWh*;
- autoconsumata 378,72 *MWh*;
- ceduta 49,57 *MWh*.

I valori totali ottenuti da quest'impianto sono:

L'energia termica è $E_{T_{IC}} = 2.268,78 \text{ MWh}$ calcolata tramite la formula (4.5).

L'energia termica frigo prodotta, calcolata con la (4.11) è: $E_{T_{frigo}} = 1.515,02 \text{ MWh}$.

L'energia termica destinata alla caldaia è $E_{T_{CT1}} = E_{T_{IC}} - E_{T_{frigo}} = 753,75 \text{ MWh}$.

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto:

$$GN_{IC} = 481.405,53 \text{ Sm}^3$$

Il gas risparmiato dalla centrale termica “CT1”, calcolato con la (4.7) è:

$$GN_{risp} = 80.201,97 Sm^3$$

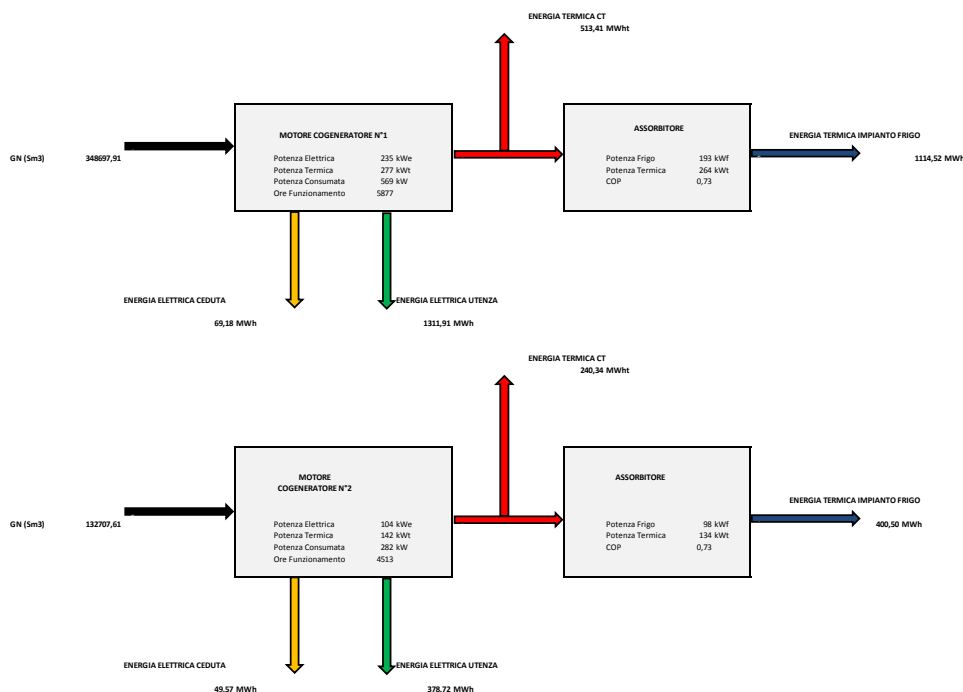


Figura 4.28 Trigeneratore Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 Tedom Cento T100 e Century AR-D30L2

Gli indici dell'impianto secondario sono:

Tabella 4.13 Indici Impianto secondario Tedom Cento T100

H	640,846	H_{chp}	640,846
E	469,352	η_{non_chpE}	0,369
F	1272,666	$\eta_{globale}$	0,872
Fs	1732,382	E_{chp}	469,352
λ	1,365	E_{non_chp}	0
k	0,732	F_{non_chpE}	0
η_H	0,504	F_{chp}	1272,666
η_E	0,369	PES	27,332
IU	0,872	$RISP$	542,445 MWh/anno
IRE	0,265	TEE	65,310 tep

Anche il motore secondario rientra in regime di CAR.

4.7 Dimensionamento Impianto Trigenerativo per CT1 e CT2.

Di seguito si espone il caso in cui il trigeneratore è dimensionato sulla domanda di energia termica costituita da entrambe le centrali “CT1” e “CT2” e dall’impianto frigo. Tale cumulata è ricavata a partire dal profilo di potenza termica totale ottenuto dalla somma dei tre contributi di “CT1”, “CT2” e impianto frigo.

Il fabbisogno di energia termica di entrambe le caldaie è $3.370,818 \text{ MWht}$ mentre quello dell’impianto frigo rimane $2.281,303 \text{ MWht}$.

Il numero di classi è: $k = \sqrt{n} = \sqrt{8784} = 94$.

La distanza del campione è:

$$d = \frac{\max(n) - \min(n)}{k} = \frac{1.863,170 - 0}{94} = 20$$

Osservando la figura 4.29 si nota come l’andamento della cumulata si sia spostato verso l’alto ancora di più rispetto al caso con una sola centrale termica, aumentando la possibilità di far funzionare l’impianto per un numero di ore maggiore. Questo caso rappresenta quindi la soluzione migliore. Ora un impianto di 400 kWt (rettangolo verde) può lavorare per più di 6000 ore/anno . Se si associa un altro impianto sempre da 400 kWt (rettangolo giallo) quest’ultimo può lavorare per circa 3500 ore/anno .

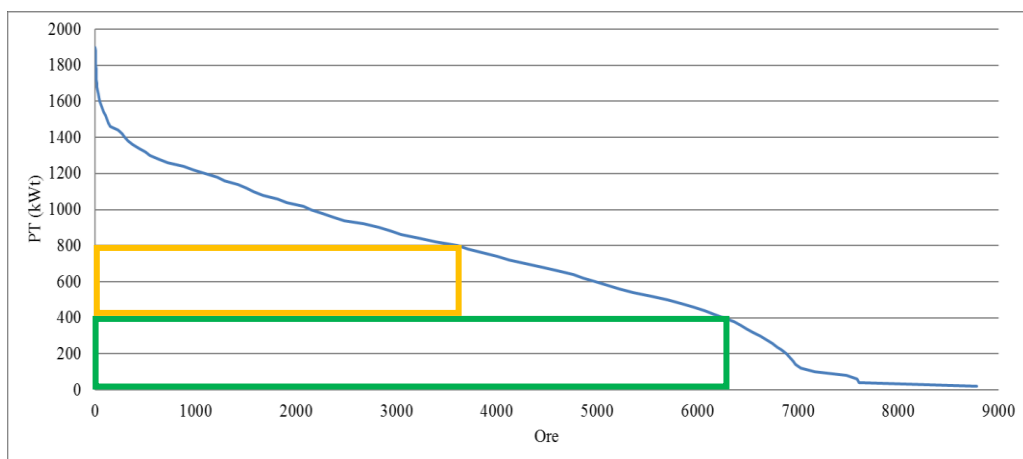


Figura 4.29 Cumulata potenza termica

La figura 4.30 mostra come ora la cumulata termica sia maggiore di quella elettrica. In questo caso la quota di energia elettrica ceduta sarà maggiore. Ad esempio, supponendo

di installare un impianto da 400 kW_t (rettangolo verde), si nota come la quota di energia elettrica ceduta è maggiore rispetto al caso in cui si considera una sola centrale termica.

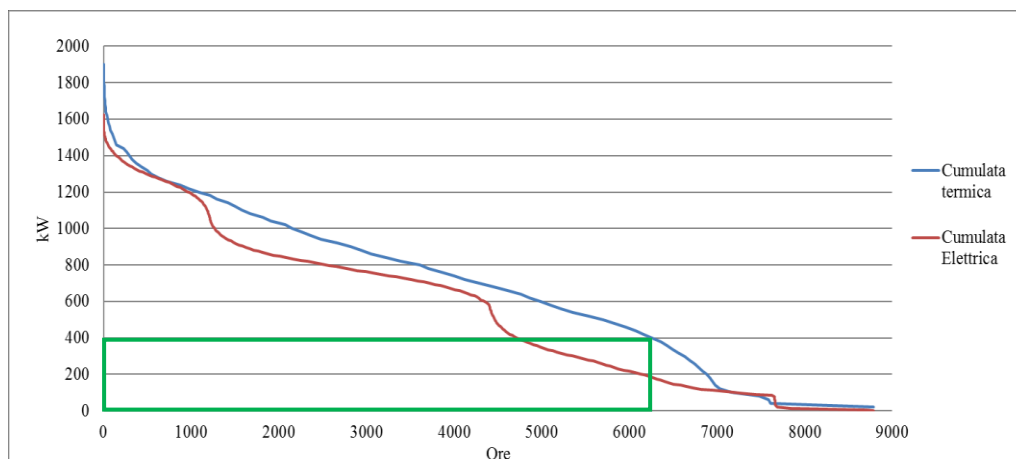


Figura 4.30 Andamento cumulata potenza elettrica e termica

Si riportano i dati relativi all'impianto Tedom Cento L410 associato ad un assorbitore Century AR-D100L2. Le ore di funzionamento ricavate con la (4.8) sono 5505.

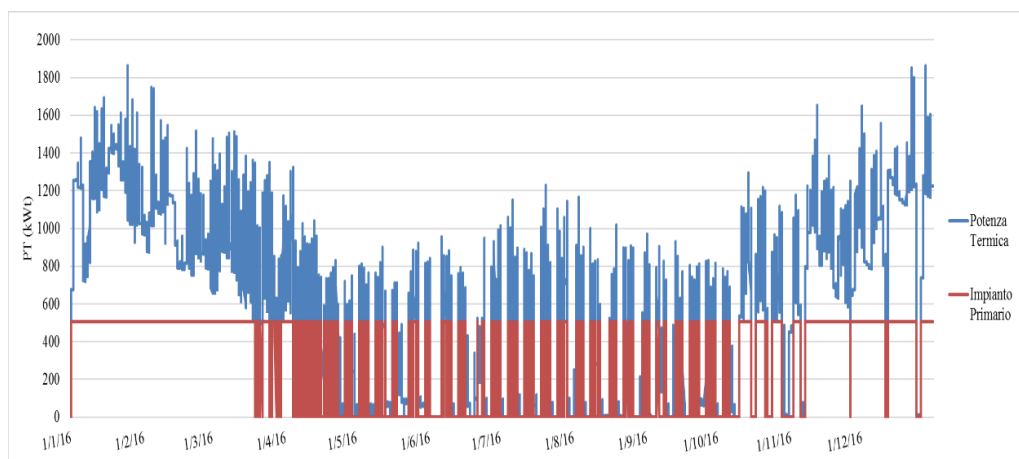


Figura 4.31 Funzionamento impianto Tedom Cento L410 e Century AR-D100L2

La produzione di energia elettrica dell'impianto cogenerativo è 2.257,05 MWh . L'energia elettrica autoconsumata è 1.964,76 MWh e quella ceduta è 292,29 MWh . L'energia elettrica risparmiata dai frigo è 310,04 MWh pari a circa il 61% di quella totale consumata dall'impianto refrigeratore.

Utilizzando le formule (4.5), (4.6), (4.7), (4.9) e (4.11) si ottiene:

- energia termica $E_{T_{IC}} = 2.785,53 \text{ MWh}$;
- energia termica frigo $E_{T_{frigo}} = 1401,5 \text{ MWh}$;
- energia termica destinata alla caldaia:

$$E_{T_{CT1}} = E_{T_{IC}} - E_{T_{frigo}} = 1.383,99 \text{ MWh}$$

- gas naturale consumato dall'impianto: $GN_{IC} = 583.794,06 \text{ Sm}^3$;
- gas naturale risparmiato dalle caldaie: $GN_{risp} = 147.261,63 \text{ Sm}^3$.

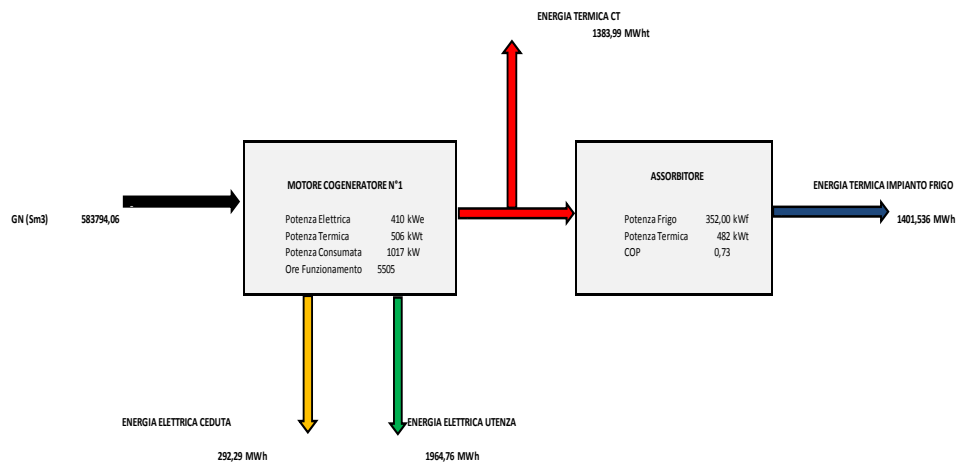


Figura 4.32 Trigeneratore Tedom Cento L410 e Century AR-D100L2

Gli indici relativi all'impianto sono:

Tabella 4.14 Indici cogeneratore Tedom Cento L410

H	2785,530	H_{chp}	2785,530
E	2257,050	η_{non_chpE}	0,403
F	5598,585	$\eta_{globale}$	0,901
Fs	8001,664	E_{chp}	2257,050
λ	1,234	E_{non_chp}	0
k	0,810	F_{non_chpE}	0
η_H	0,498	F_{chp}	5598,585
η_E	0,403	PES	26,857
IU	0,901	RISP	2800,913 MWh/anno
IRE	0,300	TEE	337,23 tep

L'impianto possiede le caratteristiche per ricevere la certificazione CAR.

Utilizzando due impianti la possibilità di ricoprire il fabbisogno termico aumenta ancora ottenendo un risultato migliore. Si riporta il caso in cui vengono utilizzati due impianti Tedom Cento L330 associati a due assorbitori Century AR-D85L2. L'impianto primario funziona per 6249 ore mentre il secondario per 3676 ore.

Tab. 4.15 Specifiche motore Tedom Cento L330

	kWe	kWt	kW
Tedom Cento L330	326	384	787

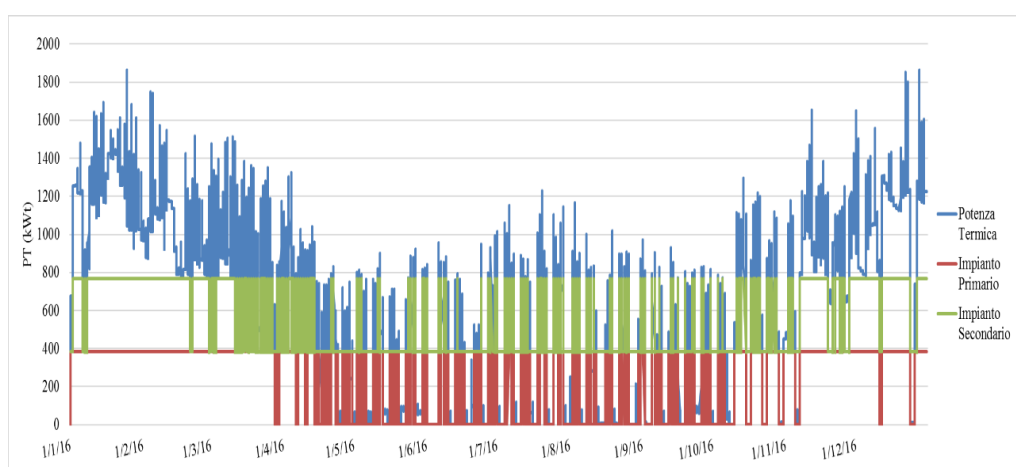


Figura 4.33 Funzionamento impianto doppio Tedom Cento L330 con Century AR-D85L2

Tale impianto permette di ottenere i seguenti risultati:

- energia elettrica cogenerata: 3.235,55 *MWh*;
- energia elettrica autoconsumata: 2.623,09 *MWh*;
- energia elettrica ceduta: 612,46 *MWh*;
- Energia frigo risparmiata 369,08 *MWh* pari a circa il 72% del totale consumato dall'impianto frigo.

Con la (4.5) si ottiene l'energia termica prodotta $E_{T_{IC}} = 3811,20 \text{ MWh}$.

Con la (4.11) si ottiene $E_{T_{frigo}} = 1.668,4 \text{ MWh}$.

L'energia termica destinata alla CT1 e CT2 dai due impianti è $E_{T_{CT}} = 2.142,77 \text{ MWh}$.

Con la formula (4.6) si ricava il gas consumato dall'impianto:

$$GN_{IC} = 814.491,66 \text{ Sm}^3$$

La (4.7) permette di ricavare il gas naturale totale risparmiato nelle centrali termiche:

$$GN_{risp} = 227.997,68 \text{ Sm}^3$$

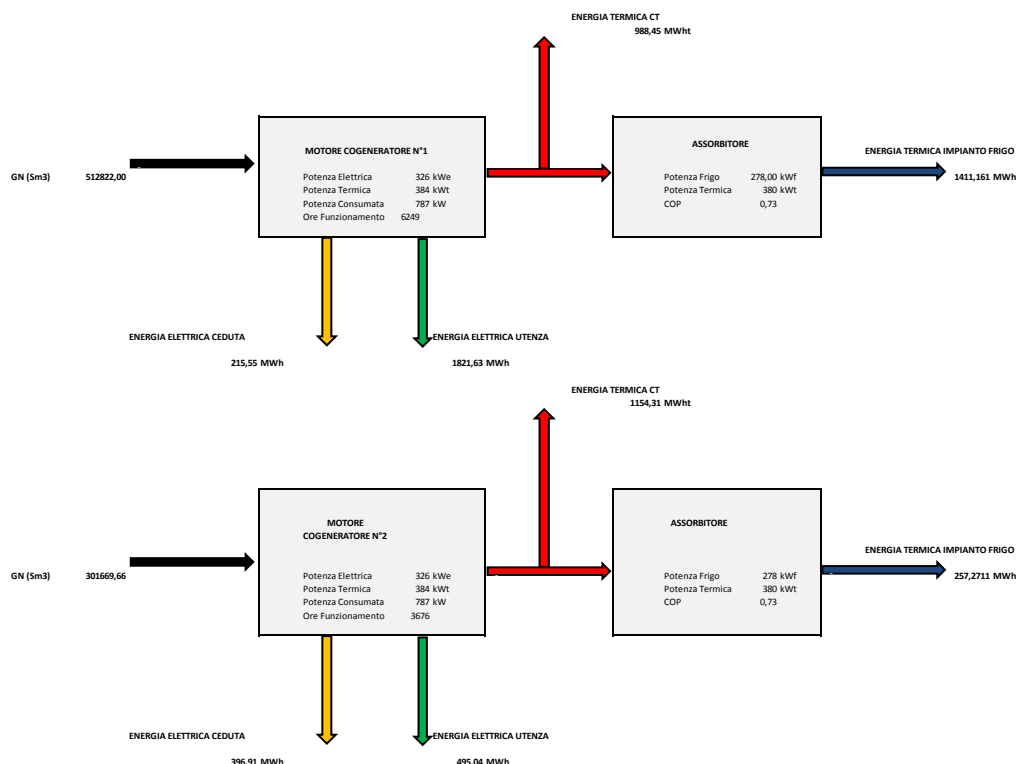


Figura 4.34 Trigeneratore Tedom Cento L330 – Century AR-D85L2

Tabella 4.14 Indici Trigeneratore Tedom Cento L330

IMPIANTO PRIMARIO				IMPIANTO SECONDARIO			
H	2399,616	H_{chp}	2399,616	H	1411,584	H_{chp}	1411,584
E	2037,174	η_{non_chpE}	0,414	E	1198,376	η_{non_chpE}	0,414
F	4917,963	$\eta_{globale}$	0,902	F	2893,012	$\eta_{globale}$	0,902
Fs	7094,879	E_{chp}	2037,174	Fs	4173,592	E_{chp}	1198,376
λ	1,178	E_{non_chp}	0	λ	1,178	E_{non_chp}	0
k	0,849	F_{non_chpE}	0	k	0,849	F_{non_chpE}	0
η_H	0,488	F_{chp}	4917,963	η_H	0,488	F_{chp}	2893,012
η_E	0,414	PES	27,5	η_E	0,414	PES	39,714
IU	0,902	RISP	$7453,957 \frac{MWh}{anno}$	IU	0,902	RISP	$1491,809 \frac{MWh}{anno}$
IRE	0,307	TEE	305,333 tep	IRE	0,307	TEE	179,613 tep

Tutti gli impianti analizzati usufruiscono del regime di CAR. Questa soluzione risulta essere migliore rispetto a quella con il solo impianto Tedom Cento L410 accoppiato ad un assorbitore Century AR-D100L2, in quanto permette di ottenere una produzione di energia termica ed elettrica maggiore aumentando la quota di domanda soddisfatta.

5 Impianto Fotovoltaico.

Questo capitolo espone lo studio sulla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. L'impianto provvederà a fornire una quota di energia elettrica che sarà per la maggior parte autoconsumata dall'azienda ottenendo un cospicuo risparmio sul costo della bolletta elettrica. L'idea dell'installazione di un impianto fotovoltaico deriva dal fatto che l'azienda dispone di un'ampia superficie che può essere sfruttata per tale scopo.

L'energia elettrica che non viene autoconsumata, viene immessa in rete e scambiata facendo ricorso al ritiro dedicato definito dal Gestore dei servizi energetici (GSE). In questo modo è possibile ottenere un guadagno anche dalla parte di energia elettrica che non viene autoconsumata.

Il progetto prevede la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sia sul tetto del nuovo capannone che in quello del vecchio capannone.

Nel nuovo capannone la superficie da destinare all'impianto è circa 2000 m^2 (figura 5.1). Questa superficie è tuttora adibita a parcheggio aziendale. Nel vecchio capannone l'area da destinare è circa 1500 m^2 (figura 5.2).

Per mantenere l'area fruibile a parcheggio, l'impianto verrà realizzato utilizzando delle pensiline apposite dove verranno montati i pannelli fotovoltaici. Oltre al parcheggio, nel tetto del nuovo capannone si trovano l'ingresso di alcuni uffici, la centrale termica "CT1" e l'impianto frigorifero e di free-cooling. Per questo motivo non è possibile utilizzare tutta la superficie del tetto. Nel vecchio capannone i pannelli sono installati liberamente con struttura a falde.

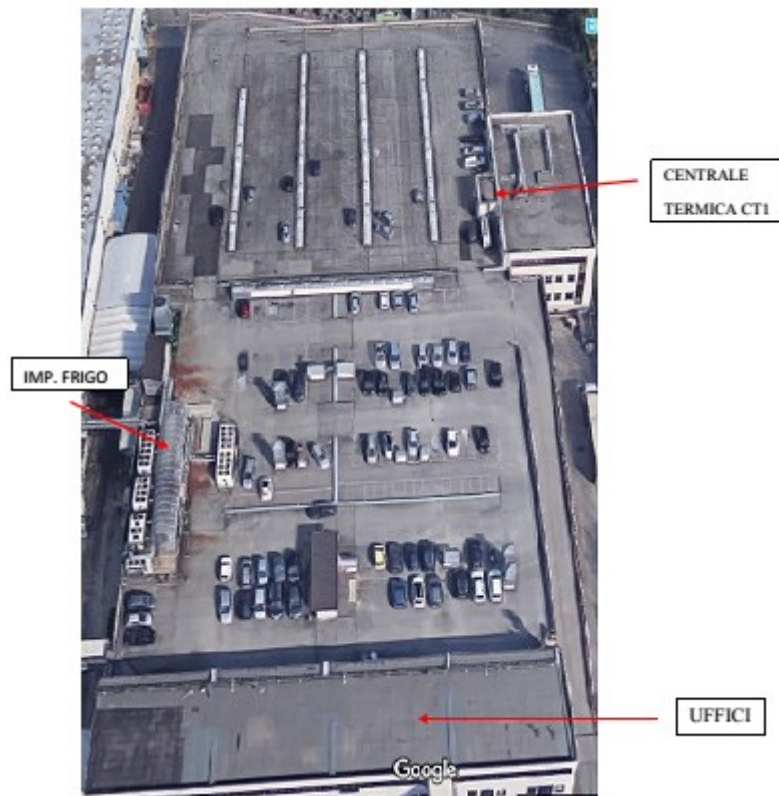


Figura 5.1 Tetto del nuovo capannone

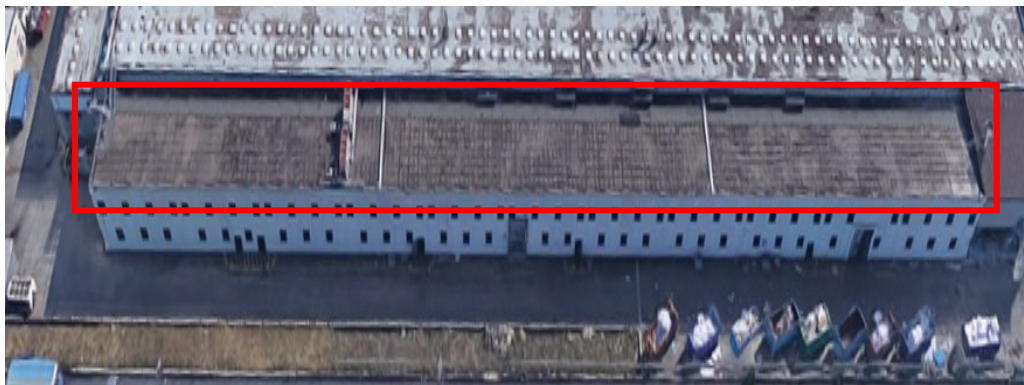


Figura 5.2 Parte del tetto del vecchio capannone

La superficie totale del nuovo capannone è di circa $10300m^2$. La superficie del vecchio capannone è di $14400m^2$.

Le pensiline sono realizzate in base ai posti auto da ricoprire ed è possibile assemblare i vari modelli per avere soluzioni flessibili. I modelli di pensilina scelti sono quattro: pensiline singole, doppie, multiple e lineari.

In totale sono necessarie:

- 52 pensiline doppie che corrispondono ad una superficie di $1300m^2$;
- 11 pensiline multiple che corrispondono ad una superficie di $550m^2$;
- 7 pensiline lineari che corrispondono ad una superficie di $96m^2$;
- 3 pensiline singole che corrispondono ad una superficie di $45m^2$.

In totale la superficie delle pensiline è pari a $1991 m^2$.

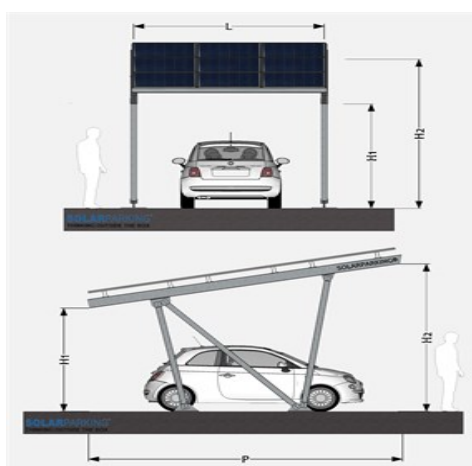


Figura 5.3 Esempio pensilina singola

Tabella 5.1 Specifiche pensiline

Modello	Doppia		Singola		Lineare		Multipla		TOT
Misure LxP (cm)	L	P	L	P	L	P	L	P	
	500	500	300	500	230	600	1000	500	
Quantità	52		3		7		11		
Superficie (m^2)	1300		45		96,6		550		1991,6

Si sceglie di installare pannelli fotovoltaici di tipo monocristallino composti da 60 celle ciascuno.

La tabella 5.2 riporta le specifiche tecniche di un pannello.

Tabella 5.2 Caratteristiche pannello fotovoltaico

Pannelli Monocristallini	
potenza (Wp)	230
altezza (m)	1,6
larghezza (m)	0,9
profondità (m)	0,04
η	0,1597
sup. pannello (m^2)	1,44

Il rendimento del pannello è calcolato come:

$$\eta = \frac{\text{Potenza (W)}}{\text{Superficie (m}^2\text{)}} = \frac{230}{1,44} = 159,777 \frac{W}{m^2}$$

Per rendere il rendimento adimensionale si divide il valore trovato con quello dell'irraggiamento in condizioni standard (STC standard test condition) pari a $1000 W/m^2$. Tale valore viene usato per definire l'efficienza di un pannello tramite test in laboratorio [ENEA].

In queste condizioni il rendimento del pannello risulta essere

$$\eta = \frac{159,777 \frac{W}{m^2}}{1000 \frac{W}{m^2}} = 0,1597$$

Considerando tali caratteristiche, il numero di pannelli fotovoltaici da installare nelle pensiline è 1380.

Per dare una prima valutazione sulla produttività dell'impianto fotovoltaico si è ricorso allo strumento *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)*. Questo strumento permette di ottenere l'irraggiamento solare di un determinato punto geografico. Impostando le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico è possibile ottenere la relativa energia elettrica che può essere prodotta da questo in un anno.

Nello specifico caso, impostando le coordinate geografiche dell'azienda, si è ottenuto un valore di irraggiamento solare annuo di $1700 kWh/m^2$ [PVGIS].

Scegliendo una tecnologia monocristallina del pannello e impostando una potenza base dell'impianto di $1kWp$, un angolo di tilt di 30° e un angolo di azimut di 0° (orientamento verso sud) si ottiene una produzione di energia elettrica di $1300 kWh/anno$.

La potenza dell'impianto fotovoltaico dipende dalla superficie che questo occupa.

In generale la potenza dell'impianto viene calcolata come:

$$P_{\text{impianto}} = \frac{\text{Area impianto (m}^2\text{)}}{\text{Area necessaria per kWp (m}^2\text{/kWp)}}$$

Nel caso di superfici inclinate (ad esempio tetto a falda unica) la superficie necessaria per ottenere 1 kWp di potenza è 8 m²/kWp.

Nel caso di superfici piane o di impianti a filari la superficie necessaria è pari a 12 m²/kWp.

Tali valori tengono conto delle perdite del sistema e dell'effetto dell'ombreggiatura dovuta ai pannelli stessi o ad edifici o costruzioni vicine all'impianto.

Nel caso si decida di utilizzare solo la superficie del tetto del vecchio capannone, la potenza dell'impianto che ne risulta è:

$$P_{IFV} = \frac{1500 \text{ m}^2}{8 \text{ m}^2/\text{kWp}} = 187 \text{ kWp}$$

Nel caso si decida di utilizzare solo la superficie delle pensiline la potenza dell'impianto che ne risulta è:

$$P_{IFV} = \frac{1992 \text{ m}^2}{8 \text{ m}^2/\text{kWp}} = 249 \text{ kWp}$$

Nel caso si decida di utilizzare tutta la superficie disponibile (pensiline e tetto) la potenza dell'impianto che ne risulta è pari a:

$$P_{IFV} = \frac{3500 \text{ m}^2}{8 \text{ m}^2/\text{kWp}} = 437,5 \text{ kWp}$$

Ottenuto il valore della potenza dell'impianto è possibile calcolare l'energia elettrica che può essere prodotta.

Una prima approssimazione è fatta utilizzando lo strumento messo a disposizione da *PVGIS*. Impostando una potenza di 250 kWp , una tecnologia monocristallina e scegliendo un angolo di azimut di 0° e uno di tilt di 30° , si ottiene una produzione di energia elettrica annuale stimata pari a 321.000 kWh/anno . Le perdite del sistema sono pari a 25% [PVGIS].

La figura 5.4 mostra i valori di energia e irraggiamento solare ottenibili mensilmente con l'impianto fotovoltaico da 250 kWp e le relative perdite del sistema.

Produzione stimata impianto di 250 kWp						
Fixed system: inclination= 30° orientation= -0°					Estimated losses due to temperature and low irradiance (using local ambient temperature)	0,086
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Estimated loss due to angular reflectance effects	0,027
Gen	553.00	17200	2.67	82.8	Other losses (cables, inverter etc.)	0,14
Feb	796.00	22300	3.88	109	Combined PV system losses	0,236
Mar	999.00	31000	5.07	157	Perdite Tot	0,253
Apr	980.00	29400	5.15	154		
Mag	1080.00	33500	5.78	179		
Giu	1120.00	33700	6.12	184		
Lug	1190.00	36900	6.60	204		
Ago	1100.00	34000	6.07	188		
Set	983.00	29500	5.27	158		
Ott	712.00	22100	3.67	114		
Nov	533.00	16000	2.65	79.4		
Dic	496.00	15400	2.40	74.3		
Yearly average	879	26700	4.61	140		
Total for year kWh	321000					
Total for year kWh/m2			1680			

Figura 5.4 valori di energia e irraggiamento solare mensili impianto 250 kWp

Se si decide di realizzare un impianto con una potenza di 400 kWp con una tecnologia monocristallina e mantenendo inalterati i valori di azimut e tilt come nel caso precedente, si ottiene una produzione di energia elettrica annuale stimata pari a 513.000 kWh/anno . Le perdite totali del sistema sono pari a 25% [PVGIS].

La figura 5.5 mostra i valori di energia e irraggiamento solare ottenibili mensilmente con l'impianto fotovoltaico da 400 kWp e le relative perdite del sistema.

Produzione stimata impianto di 400 kWp						
Fixed system: inclination=30°, orientation=0°					Estimated losses due to temperature and low irradiance (using local ambient temperature)	0,086
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Estimated loss due to angular reflectance effects	0,027
Gen	886.00	27500	2.67	82.8	Other losses (cables, inverter etc.)	0,14
Feb	1270.00	35700	3.88	109	Combined PV system losses	0,236
Mar	1600.00	49500	5.07	157	Perdite Tot	0,253
Apr	1570.00	47100	5.15	154		
Mag	1730.00	53600	5.78	179		
Giu	1800.00	54000	6.12	184		
Lug	1910.00	59100	6.60	204		
Ago	1760.00	54500	6.07	188		
Set	1570.00	47200	5.27	158		
Ott	1140.00	35300	3.67	114		
Nov	852.00	25600	2.65	79.4		
Dic	793.00	24600	2.40	74.3		
Yearly average	1410	42800	4.61	140		
Total for year (kWh)	513000					
Total for year (kWh/m2)			1680			

Figura 5.5 valori di energia e irraggiamento solar mensili con l'impianto 400 kWp

La figura 5.6 mostra la produzione di energia elettrica mensile prevista. Si nota come nel periodo estivo la produzione sia nettamente maggiore.

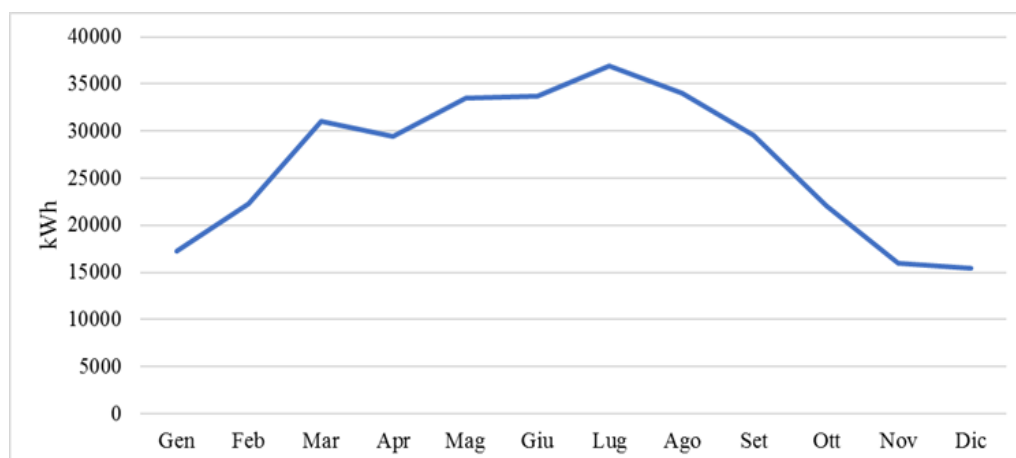


Figura 5.6 Energia elettrica stimata impianto 250 kWp

Lo stesso valore di energia elettrica prodotta viene ricavato in maniera analitica utilizzando la seguente formula:

$$E_p = H \cdot P_{nom} \cdot (1 - P_{pv}) \cdot (1 - P_{inv}) \quad (5.1)$$

dove

- H : rappresenta la radiazione solare (kWh/m^2);
- P_{nom} : rappresenta la potenza dell'impianto (kWp);
- P_{inv} : rappresenta le perdite dell'inverter;
- P_{pv} : rappresenta le perdite del generatore fotovoltaico.

La produzione di energia elettrica non è costante negli anni, ma si è assunto un tasso di decadimento annuo dell'impianto pari a $T_{annuo_dec} = 0,4\%$.

5.1 Produzione Energia Elettrica.

Affinché l'impianto sia conveniente è preferibile che tutta l'energia elettrica prodotta venga autoconsumata.

Il fabbisogno di energia elettrica è pari a 4751,56 *MWh/anno* così suddiviso:

- 2055,002 *MWh* consumati in fascia F1 (pari al 43,25%);
- 1122,235 *MWh* consumati in fascia F2 (pari al 23,62%);
- 1574,327 *MWh* consumati in fascia F3 (pari al 33,13%).

Anche l'energia elettrica prodotta è stata suddivisa con riferimento all'orario delle fasce tariffarie. In tal senso in fascia F1 la produzione sarà più alta grazie al numero di ore di luce solare maggiore, in fascia F2 la produzione sarà più bassa perché le ore di luce utili sono ridotte e in fascia F3 la produzione sarà minima in quanto le ore di luce utili sono presenti soltanto la domenica e i festivi.

La quota di energia elettrica autoconsumata è stata calcolata considerando i giorni lavorativi dello stabilimento. Nel dettaglio, in fascia F1 l'energia prodotta si considera tutta autoconsumata in quanto dal lunedì al venerdì lo stabilimento lavora a pieno regime. In fascia F2 la quota di energia prodotta e autoconsumata riguarda

principalmente quella prodotta il sabato, giorno in cui non sempre lo stabilimento è in produzione e infine, in fascia F3, la quota di energia autoconsumata riguarda solo quella prodotta la domenica e i giorni festivi in cui lo stabilimento rimane aperto.

Considerando la superficie adibita a solo tetto è possibile installare un impianto di 180 *kWp*.

L'energia prodotta calcolata tramite la (5.1) risulta essere:

$$E_p = 1700 \cdot 180 \cdot (1 - 0,14) \cdot (1 - 0,113) = 233,422 \text{ MWh}$$

Seguendo il ragionamento precedente si ottiene che:

- 65% in fascia F1 pari a 151,72 *MWh*;
- 20% in fascia F2 pari a 46,68 *MWh*;
- 15% in fascia F3 pari a 35,01 *MWh*.

L'energia autoconsumata è:

- 100% dell'energia prodotta in fascia F1. Il valore di autoconsumo è pari a 151,71 *MWh*;
- 65% dell'energia prodotta in fascia F2. Il valore di autoconsumo è pari a 30,34 *MWh*;
- 50% dell'energia prodotta in fascia F3. Il valore di autoconsumo è pari a 17,50 *MWh*.

In totale la quantità di energia elettrica autoconsumata è 199,58 *MWh*.

La quota di energia elettrica ceduta è 33,85 *MWh*.

L'installazione di questo impianto fotovoltaico permette di risparmiare 43 *tep/anno*. Tale valore è ottenuto tramite la formula:

$$Tep_{risp} = 233,422 \text{ MWh} \cdot 0,187 \text{ tep} = 43 \text{ tep}$$

Se si considera di installare l'impianto nella superficie adibita a parcheggio tramite le pensiline, si ottiene una potenza di 250 *kWp*. La produzione annua calcolata tramite la (5.1) è:

$$E_p = 1700 \cdot 250 \cdot (1 - 0,14) \cdot (1 - 0,113) = 324,20 \text{ MWh}$$

In queste condizioni si ottiene la seguente produzione di energia:

- 65% in fascia F1 pari a 210,73 *MWh*;
- 20% in fascia F2 pari a 64,84 *MWh*;
- 15% in fascia F3 pari a 48,63 *MWh*.

L'energia autoconsumata è:

- 100% dell'energia prodotta in fascia F1. Il valore di autoconsumo è pari a 210,73 *MWh*;
- 65% dell'energia prodotta in fascia F2. Il valore di autoconsumo è pari a 42,14 *MWh*;
- 50% dell'energia prodotta in fascia F3. Il valore di autoconsumo è pari a 24,31 *MWh*.

In totale la quantità di energia elettrica autoconsumata è 277,19 *MWh*.

La quota di energia elettrica ceduta è 47,01 *MWh*.

L'installazione di questo impianto fotovoltaico permette di risparmiare 60 *tep/anno*. Anche questo valore è stato calcolato tramite la formula:

$$Tep_{risp} = 324 \text{ MWh} \cdot 0,187 \text{ tep} = 60 \text{ tep}$$

Supponendo di utilizzare tutta la superficie a disposizione (tetto + parcheggio) si ha la possibilità di installare un impianto di 400 *kWp*.

La produzione annua calcolata tramite la (5.1) è:

$$E_p = 1700 \cdot 400 \cdot (1 - 0,14) \cdot (1 - 0,113) = 518,717 \text{ MWh}$$

La produzione di energia elettrica risulta ripartita come segue:

- 65% in fascia F1 pari a 337,17 *MWh*;
- 20% in fascia F2 pari a 103,74 *MWh*;
- 15% in fascia F3 pari a 77,81 *MWh*.

I valori di energia elettrica autoconsumata sono:

- 337,17 *MWh* in fascia F1.
- 67,43 *MWh* in fascia F2.
- 38,90 *MWh* in fascia F3.

L'energia elettrica autoconsumata totale è 443,50 *MWh*.

La quota di energia elettrica ceduta è 75,21 *MWh*.

L'installazione di questo impianto fotovoltaico permette di risparmiare 97 *tep/anno* calcolato come:

$$Tep_{risp} = 518,72 \text{ MWh} \cdot 0,187 \text{ tep} = 97 \text{ tep}$$

5.2 Analisi Ritiro Dedicato.

Per valorizzare l'energia elettrica non utilizzata (quota ceduta) si aderisce al Ritiro Dedicato (RID) stabilito dal GSE. Il Ritiro Dedicato è una tipologia di cessione al GSE dell'energia immessa in rete a fronte di un corrispettivo monetario per ogni kWh ceduto [GSE].

Il prezzo che viene corrisposto al produttore dal GSE può essere calcolato utilizzando o i prezzi minimi garantiti (PMG) o il prezzo zonale orario (PO) a seconda dell'impianto utilizzato per produrre energia. I prezzi zonali utilizzati per la vendita dell'energia elettrica corrispondono alla media dei prezzi zonali mensili per l'anno 2017 per ciascuna fascia.

In questo caso poiché l'impianto è a fonte rinnovabile, non incentivato e di potenza inferiore a 1 MW il GSE applica i prezzi minimi garantiti per il pagamento dell'energia ceduta ai primi 1.500.000 *kwh/anno* prodotti. Superato tale limite vengono applicati i prezzi zonali orari. In questo caso inoltre viene riconosciuto un conguaglio annuale, se positivo, relativo al prezzo pagato con i prezzi zonali orari in modo tale che l'energia elettrica ceduta venga remunerata nel modo più vantaggioso possibile. L'utente può richiedere però il passaggio da una tariffa all'altra qualora lo ritenga più conveniente [GSE].

Il ritiro dedicato è calcolato su tutta la vita utile dell'impianto fotovoltaico.

Il costo sostenuto per la gestione del ritiro dedicato da corrispondere al GSE è calcolato in base a scaglioni di potenza (espressi in kW). Questi sono calcolati come il minimo tra la somma delle potenze per scaglione moltiplicate per il costo al kW e un valore massimo [GSE]. In formule si ottiene:

$$C_{RID} = \min\left[(1 < P_{IFV} \leq 20) kW \cdot 0,7 \frac{\text{€}}{kW} + (20 < P_{IFV} \leq 200) kW \cdot 0,65 \frac{\text{€}}{kW} + (P_{IFV} > 200) kW \cdot 0,6 \frac{\text{€}}{kW}; 10000\right] \quad (5.2)$$

Per l'anno 2017 il prezzo PMG è stato pari a 39 €/MWh. Il ricavo ottenuto utilizzando il prezzo PMG è:

$$R_{PMG}^{EE} = PMG \cdot EE_{ceduta} \quad (5.3)$$

Se invece si utilizzano i prezzi medi zonali, il ricavo risulterebbe essere:

$$R_{PO}^{EE} = PO_{F1} \cdot EE_{ceduta}^{F1} + PO_{F2} \cdot EE_{ceduta}^{F2} + PO_{F3} \cdot EE_{ceduta}^{F3} \quad (5.4)$$

L'impianto da 180 kWp porta ad avere il seguente ricavo calcolato con le (5.3) e (5.4):

$$R_{PMG}^{EE} = 1320 \text{ €}$$

$$R_{PO}^{EE} = 1597,5 \text{ €}$$

Applicando la formula (5.2) si ricava il costo da pagare per la convenzione:

$$C_{RID} = 119 \text{ €}$$

Per quanto riguarda l'impianto di 250 kWp , il ricavo ottenuto applicando le formule (5.3) e (5.4) è:

$$R_{PMG}^{EE} = 1833,342 \text{ €}$$

$$R_{PO}^{EE} = 2218,737 \text{ €}$$

Applicando la formula (5.2) si ricava il costo della convenzione:

$$C_{RID} = 161 \text{ €}$$

Considerando l'impianto da 400 kWp il ricavo ottenuto applicando le fomule (5.3) e (5.4) è:

$$R_{PMG}^{EE} = 2933,348 \text{ €}$$

$$R_{PO}^{EE} = 3549,980\text{€}$$

Applicando la formula (5.2) si ricava:

$$C_{RID} = 251\text{€}$$

Per questi impianti la vendita risulta essere più conveniente applicando i prezzi medi zonali. In tal caso il prezzo che verrà corrisposto sarà quello dei PMG a cui si applica il conguaglio relativo ai prezzi medi zonali. Il ricavo totale in questo caso risulta quindi R_{PO}^{EE} .

La figura 5.7 riporta una previsione dell'energia ceduta e autoconsumata nel tempo per l'impianto da 400 kWp. Si può notare come l'energia elettrica prodotta diminuisca al crescere degli anni a causa del tasso annuo di decadimento T_{annuo_dec} . Viene anche calcolato il guadagno derivante dalla vendita dell'energia elettrica tramite prezzi zonali orari.

Andamento Produzione IFV (MWh)									RITIRO DEDICATO	
	GENERATA IFV	AUTOCONSUMATA			CEDUTA				Vendita a Prezzi garantiti (€)	Vendita a Prezzi zonali (€)
ANNO	EE Prodotta	F1	F2	F3	F1	F2	F3	TOT		
0										
1	518,718	337,166	67,433	38,904	0,000	36,310	38,904	75,214	2933,348	3549,980
2	516,643	335,818	67,164	38,748	0,000	36,165	38,748	74,913	2921,615	3535,780
3	514,576	334,475	66,895	38,593	0,000	36,020	38,593	74,614	2909,928	3521,637
4	512,518	333,137	66,627	38,439	0,000	35,876	38,439	74,315	2898,288	3507,550
5	510,468	331,804	66,361	38,285	0,000	35,733	38,285	74,018	2886,695	3493,520
6	508,426	330,477	66,095	38,132	0,000	35,590	38,132	73,722	2875,149	3479,546
7	506,392	329,155	65,831	37,979	0,000	35,447	37,979	73,427	2863,648	3465,628
8	504,367	327,838	65,568	37,827	0,000	35,306	37,827	73,133	2852,193	3451,765

Figura 5.7 Previsione energia ceduta, autoconsumata e ritiro dedicato

6 Analisi Economica.

In questo capitolo si espongono le valutazioni economiche usate per determinare la fattibilità e la convenienza di ciascun progetto, basate sui dimensionamenti dei vari impianti. La scelta dell'investimento è fatta basandosi sul valore attuale netto (VAN).

L'analisi economica è fatta considerando due possibili scenari: investimento con capitale proprio e investimento finanziato con prestito. Oltre al VAN si riporta il tasso interno di rendimento (TIR), l'indice di redditività IR e il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento (discount payback period).

Il prestito può ricoprire l'intera somma dell'investimento o una sua percentuale. In questo modo si prende in considerazione anche la possibilità di avere una quota di investimento finanziato con capitale proprio e una quota di investimento finanziato con prestito.

Per lo studio economico è necessario conoscere oltre al valore dell'investimento iniziale anche le tariffe pagate dall'azienda per l'acquisto dell'energia elettrica e del gas naturale. Tramite queste tariffe è possibile quantificare il risparmio economico ottenuto dall'applicazione dei progetti di efficientamento energetico.

6.1 Costi Impianto Cogenerativo.

I principali costi da prendere in considerazione nell'analisi economica sono quelli legati all'investimento iniziale e quelli legati all'esercizio dell'impianto.

Il *costo dell'investimento* è basato su tre componenti principali:

- costo impianto;
- costo installazione;
- costo progettazione.

Il costo impianto rappresenta il costo di acquisto dell'impianto cogenerativo completo di tutti i suoi componenti, il trasporto e le imposte.

Il costo di installazione comprende autorizzazioni, eventuale costruzione di locali tecnici, installazione dell'impianto e documentazione.

Il costo di progettazione riguarda tutte le spese per la progettazione che di solito si aggirano intorno al 15-30% dei costi di installazione e di impianto. Le voci principali di questo costo sono: tariffe di ingegneri e architetti, project management e studi ambientali.

I costi legati all'esercizio dell'impianto si dividono in:

- costi di funzionamento;
- costi di manutenzione.

I costi di funzionamento sono quelli che riguardano principalmente il combustibile, il personale addetto e i beni di consumo. Questi sono costi variabili in quanto dipendono dalla produzione dell'impianto.

I costi di manutenzione dell'impianto dipendono principalmente dalla tipologia del motore, dalle ore di esercizio e dal tipo di combustibile utilizzato dal motore. Questi rappresentano un costo fisso.

Spesso questa tipologia di impianto viene venduta con la formula “chiavi in mano”. In questo modo è il venditore che si occupa delle attività di installazione, progettazione e manutenzione.

Tutti i progetti presentati sono realizzati per risparmiare sulla spesa energetica dell'azienda. Per quanto riguarda l'impianto cogenerativo il risparmio è dato dal consumo evitato di combustibile necessario alle centrali termiche e dal risparmio dell'acquisto di energia elettrica a fronte di quella cogenerata.

Per quanto riguarda il trigeneratore, oltre al risparmio del combustibile necessario alla centrale termica, si ha un risparmio sull'acquisto di energia elettrica dovuto a due contributi: uno dato dalla produzione di energia elettrica e uno dato dal risparmio dovuto al fatto di non utilizzare l'impianto frigo a fronte della produzione di acqua refrigerata con l'assorbitore.

Entrambi questi impianti permettono di ottenere un ulteriore ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica non consumata ricorrendo al mercato o allo scambio sul posto.

L'impianto fotovoltaico permette di risparmiare sull'acquisto di energia elettrica.

6.2 Contratti di Fornitura Energetica.

Di seguito si riporta un breve richiamo sui contratti per la fornitura energetica, facendo riferimento a quelli tuttora stipulati dall'azienda.

Per quantificare il risparmio ottenuto dall'attuazione di questi progetti di efficientamento energetico è necessario conoscere i contratti di fornitura elettrica e gas naturale dell'azienda.

6.2.1 Contratto Fornitura Energia Elettrica.

Di seguito si riporta la composizione tariffaria relativa al contratto di fornitura dell'energia elettrica dell'azienda [Mancò, 2017].

La tariffa è costituita come somma della tariffa di vendita T_V , dei servizi di rete SR, degli oneri di sistema OS e delle imposte I:

$$T_{EE} = T_V + SR + OS + I$$

La tariffa di vendita T_V risulta: $T_V = PE + C_{disp}$

dove PE è il prezzo dell'energia elettrica mentre C_{disp} sono i costi del servizio di dispacciamento.

La struttura della tariffa è costituita da tre componenti: costo fisso per punto di prelievo (€/PdP), costo unitario per potenza impegnata (€/kW) e costo unitario per energia consumata (€/kWh).

I contratti per la fornitura di energia elettrica e gas naturale dell'azienda sono stipulati in regime di mercato libero. In questa tipologia di mercato il prezzo dell'energia (PE) è determinato dalla contrattazione tra cliente e fornitore, il quale acquista sulla borsa l'energia elettrica per poi rivenderla sul mercato ai clienti finali. Questo tipo di contratti sono principalmente personalizzati in base alle attività del cliente. Le caratteristiche che influiscono sulla stipula del contratto sono i volumi di consumo o il livello di tensione impegnata. La personalizzazione dei contratti si traduce in una convenienza economica

dovuta all'applicazione di sconti sulla bolletta. Di solito, gli sconti maggiormente applicati si riferiscono a:

- sconto percentuale sul prezzo applicato nel regime di maggior tutela;
- sconto a fine anno sui volumi fatturati.

Esistono tre principali tipologie tariffarie che i fornitori possono applicare:

- a forfait (il cliente paga solo l'impegno in potenza, indipendentemente da quanta energia preleva dalla rete);
- monomia (tariffazione proporzionale all'energia prelevata);
- binomia (si fattura sulla base del consumo e della potenza impegnata).

La fornitura contrattuale dell'azienda è di tipo fisso per tutta la durata del contratto e riguarda la quota energia espressa in c€/kWh . La tariffa applicata è la monomia.

Nel mercato libero il servizio di dispacciamento è definito da Terna S.p.A e da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). Questo servizio prevede il pagamento di corrispettivi (C_{disp}) valutati per singola ora o applicati su base mensile in riferimento all'energia consumata [Mancò, 2017].

I corrispettivi orari sono:

- corrispettivo di sbilanciamento effettivo;
- corrispettivo di non arbitraggio;

I corrispettivi su base mensile sono:

- corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento $UPLIFT$;
- corrispettivo a copertura della modulazione della produzione eolica $WIND$;
- corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema $MUSTRUN$;
- corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna C_f ;
- corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti CP_{RETE} ;
- corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva CP ;
- corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico INT .

In formule si ottiene: $C_{disp} = UPLIFT + WIND + MUSTRUN + C_f + CP_{RETE} + CP + INT$.

Il costo riguardante i servizi di rete SR è costituito da tre voci:

- distribuzione dell'energia elettrica D;
- trasmissione dell'energia elettrica T;
- misura dell'energia elettrica M.

Queste tre voci possono essere a loro volta divise in una quota fissa per punto di prelievo (€/PdP), una quota proporzionale alla potenza impegnata (€/kW) e una quota relativa alla quota di energia prelevata (€/kWh).

La tariffa di distribuzione è un valore fisso annuale costituito da una quota relativa al punto di prelievo (€/PdP) e da una quota relativa alla potenza impegnata (€/kW).

La tariffa di trasmissione riguarda i costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale. Essa è costituita dalla somma di due contributi: $TRAS = TRAS_E \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) + TRAS_P \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right)$.

Poiché l'azienda è allacciata alla media tensione la quota $TRAS_P$ non deve essere corrisposta.

La tariffa per il servizio di misura viene corrisposta per coprire i costi di raccolta, validazione e registrazione delle misure di energia elettrica. Essa è costituita da una quota per punto di prelievo MIS_1 (€/PdP) e una quota per potenza impiegata MIS_3 (€/kW). La quota che paga l'azienda è relativa alla sola MIS_1 in quanto allacciata alla media tensione.

Il costo totale relativo ai servizi di rete che l'azienda paga è:

$$SR = C_{TDM}(F, P) + C_{TDM}(E) \cdot E_{PR}$$

$$SR = [Distr(Q_f) + Distr(Q_f) \cdot P_i] + [Distr(Q_e) + TRAS_E + MIS_1] \cdot E_{PR}$$

Inoltre, bisogna considerare la tariffa sull'energia reattiva corrisposta per i clienti con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW (energia reattiva $\geq 33\%$). Se l'energia è rilevata per fasce orarie allora l'energia reattiva misurata nella fascia F3 è posta uguale a zero. Il costo è espresso in $c\text{€/kVarh}$.

Gli oneri di sistema OS dipendono dal tipo di utenza e dai consumi. Gli oneri di sistema che sono pagati dall'azienda corrispondono alla somma delle voci riguardanti sia la componente fissa che la componente variabile:

$$OS = A + UC + MCT$$

dove:

- A rappresenta la somma delle componenti relative alla copertura degli oneri per il decommissioning nucleare (A_2) e per il bonus elettrico (A_5); copertura per gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A_3); copertura dei regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (A_4); sostegno alla ricerca di sistema (A_5) e copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia (A_e).
- U rappresenta la somma delle componenti relative alla copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori (UC_4); per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali (UC_7); copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in $c€/kWh$ (UC_3) e copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio espressa in $c€/PdP$ e $c€/kWh$ per gli utenti in media tensione (UC_6)
- MCT : copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari;

L'azienda in quanto allacciata alla media tensione non è soggetta al pagamento della quota A_e .

Le imposte sull'energia elettrica sono:

- Imposta di consumo o accisa fissata dal Ministero dello Sviluppo Economico ($€/kWh$);
- Imposte addizionali ($€/kWh$);
- IVA.

6.2.2 Contratti Fornitura Gas Naturale.

Il contratto per la fornitura di gas naturale dell'azienda è di tipo binomia a tariffa fissa per tutto il periodo di validità del contratto. Questo tipo di contratto include una quota fissa mensile calcolata in base alla capacità impegnata e una quota variabile calcolata in base ai consumi registrati [Mancò, 2017].

La stipulazione di un contratto per la fornitura di gas naturale nel mercato libero, dipende essenzialmente dalla tipologia di cliente e in particolar modo dai volumi di consumo. In base a questo il fornitore propone delle offerte il più personalizzate possibile. Anche in questo tipo di contratti vengono applicati degli sconti.

La tariffa del gas naturale è composta dalle seguenti voci:

$$T_{GN} = T_V + SR + OS + I$$

La tariffa di vendita T_V risulta essere costituita dalla quota fissa e dalla quota variabile:

$$T_V = P_{fix} (\text{€/Mese}) + P_{var} (\text{€/Sm}^3)$$

I servizi di rete SR sono costituiti dalla somma della quota distribuzione e quota trasporto:

$$SR = Distr + QT_{i,t}$$

La tariffa di distribuzione è divisa per ambito tariffario. L'ambito tariffario rappresenta la suddivisione geografica dove vengono applicate le tariffe. In questo caso l'ambito tariffario è il nord occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria). Questa tariffa è composta da:

$$Distr = \tau_1 + \tau_3 + GS + RE + RS + UG_1 + UG_2 + UG_3$$

dove:

- τ_1 : copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura differenziato per ambito tariffario;
- τ_3 : copertura dei costi operativi e della parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione delle quote fisse;
- GS : copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE : copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS : copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas;
- $UG1$: copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- $UG2$: compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
- $UG3$: copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione;

La componente relativa al servizio di trasporto $QT_{i,t}$ nel trimestre t-esimo, è calcolata, per ciascun i-esimo ambito tariffario, come somma dei seguenti elementi:

$$QT_{i,t} = QTF_i + QTV_t$$

Dove:

- QTF_i (€/GJ) è pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto,
- QTV_t (€/GJ) è pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato (aggiornato trimestralmente).

Dal prezzo di contratto per la fornitura del gas naturale pagato dall'azienda, sono esclusi gli oneri aggiuntivi al costo di trasporto quali:

- CV^{FG} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl;
- ϕ (€/Smc): copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr;
- S_D (€/Smc): di segno negativo, finalizzata ad assicurare l'invarianza economica delle misure di cui al decreto legislativo n.130/10 ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione;
- GS_T (€/Smc): copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio;
- RE_T (€/Smc): copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale applicata ai clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti;
- $UG3_T$ (€/Smc): copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 12 settembre 2012, 363/2012/R/GAS;
- CRV^I (€/Smc): copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas di cui alla deliberazione n. 277/07;
- CRV^{OS} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio di cui all'art. 10bis della deliberazione n. 29/11 e degli oneri sostenuti dal GSE per l'erogazione delle misure di cui DL n.130/10 art.9 e art.10;
- CRV^{BL} (€/Smc): copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{ST} (€/Smc): copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del settlement gas (determinazione, operata dal responsabile di bilanciamento, delle partite fisiche ed economiche funzionali all'erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento) da applicare al volume prelevato nei punti di riconsegna;

Le imposte che gravano sul gas naturale sono:

- Imposta di consumo o accisa fissata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze ($\text{€}/\text{Sm}^3$);
- Imposte addizionale regionale ($\text{€}/\text{Sm}^3$), riferita alle sole regioni a statuto ordinario;
- IVA.

6.3 Regime di Scambio sul Posto.

Per quanto riguarda l'energia elettrica che viene ceduta in regime di cogenerazione (quota non autoconsumata) si decide di aderire al regime di "scambio sul posto (CS)". Lo scambio sul posto è regolato dalla *Delibera 570/2012/R/efr* [GSE] ed è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica, che consente al produttore di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il GSE si occupa di gestire le attività relative allo scambio sul posto ed erogare il contributo in conto scambio.

La condizione che permette di aderire allo scambio sul posto è quella per cui la potenza complessivamente installata in regime di *CAR* non sia superiore a 200 kW per ogni punto di prelievo/immissione. I casi elencati di seguito terranno conto di questo requisito.

La formula usata dal GSE per il calcolo del contributo in conto scambio su base annuale è:

$$C_s = \min[O_E; C_{EI}] + CU_{Sf} \cdot E_s \quad (6.1)$$

dove:

- O_E rappresenta l'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolato come prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata E_{PR} e il prezzo unico nazionale (PUN). Più precisamente per il caso in cui le misure dell'energia elettrica prelevata sono rilevate per fasce orarie, l'onere è calcolato come:

$$O_E = \sum_{1_m}^{12} \sum_{1_{fi}}^3 [E_{PR,m}(fi) \cdot PUN_{m,(fi)}]$$

considerando i valori di energia prelevata ed i prezzi PUN mensili.

- C_{EI} rappresenta la valorizzazione in euro dell'energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete dall'impianto:

$$C_{EI} = \sum_{1_m}^{12} \sum_{1_{fi}}^3 [E_{I,m}(fi) \cdot P_{Z_{MGP;m,(fi)}}]$$

- $E_{I,m}$ rappresenta l'energia immessa in rete (espressa in kWh) mensilmente aumentata di un fattore percentuale nel caso di punti di immissione in bassa e media tensione:

$$E_{I,m} = \sum_{h=1}^{n^{ore\ mese}} E_{I,h}$$

- E_S rappresenta l'energia scambiata annualmente:

$$E_S = \min[E_I; E_{PR}]$$

- CU_{Sf} rappresenta il corrispettivo unitario di scambio forfettario (espresso in c€/kWh). Per gli impianti CAR questo valore è pari a $CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti}$. A sua volta il valore CU_{Sf}^{reti} rappresenta la media aritmetica delle quote unitarie variabili (esprese in c€/kW) delle tariffe di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e le componenti UC3 e UC6 mensili. Per l'anno 2016 questo valore è pari a: $CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} = 0.02145 \text{ €/MWh}$.

6.4 Indici Economici.

Per l'analisi economica del progetto si calcola il valore attuale netto dell'investimento. Questo dato è usato come primo indicatore sulla fattibilità economica di un progetto da parte dell'azienda.

L'analisi del VAN è fatta utilizzando i flussi di cassa del progetto. In generale il valore attuale netto è calcolato come [Mancò, 2017]:

$$VAN = FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k}$$

dove FC_0 rappresenta il costo iniziale dell'investimento posto con segno negativo.

La regola di scelta del VAN definisce che se:

- $VAN > 0$ si accetta il progetto;
- $VAN < 0$ si rifiuta il progetto.

Un altro indice riportato nell'analisi economica è il *tempo di recupero attualizzato* (discount payback period) dell'investimento. Questo valore permette di calcolare il tempo di recupero dell'investimento utilizzando i flussi di cassa attualizzati. Il discount payback period rappresenta il minimo numero di anni necessari per ripagare l'investimento [Mancò, 2017].

La formula usata è:

$$DPB = \sum_{k=0}^X \frac{FC_k}{(1+i)^k} \geq FC_0$$

dove X rappresenta il numero di anni in cui si ripaga l'investimento. L'informazione che offre il DPB riguarda soltanto il tempo di recupero dell'investimento e non viene usato come parametro di scelta del progetto più conveniente.

Un altro indice utile per l'analisi della bontà economica di un progetto è il *TIR* (Tasso Interno di Rendimento). Questo valore dipende dai flussi di cassa del progetto analizzato e rappresenta il tasso che rende il $VAN = 0$.

Il *TIR* rappresenta quindi la soluzione alla seguente equazione [Mancò, 2017]:

$$0 = \sum_{k=0}^N \frac{FC_k}{(1 + TIR)^k}$$

La regola del *TIR* stabilisce di accettare il progetto se $TIR > i$ e rifiutarlo se $TIR < i$ nel caso in cui il primo flusso è negativo e gli altri sono positivi.

Maggiore è il *VAN* più elevato sarà il *TIR*.

Viceversa, se il primo flusso di cassa è positivo e gli altri sono negativi allora si deve accettare il progetto se $TIR < i$ e rifiutarlo se $TIR > i$.

Anche se il *TIR* è un buon indicatore, in quanto fornisce una valutazione sul progetto tutto in un unico tasso di rendimento, il *VAN* rimane il metodo migliore per valutare la convenienza di un progetto (da un risultato economicamente rilevante in termini teorici).

L'indice di redditività *IR* è calcolato come rapporto tra il valore attuale dei flussi di cassa dopo l'investimento e l'investimento iniziale:

$$IR = \frac{\sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1 + i)^k}}{FC_0}$$

Nel caso di progetti indipendenti la regola definisce di accettare un progetto se $IR > 1$ e rifiutarlo se $IR < 1$.

In caso di progetti alternativi si deve scegliere il progetto con *VAN* maggiore in quanto l'indice *IR* non tiene conto delle differenze dimensionali degli investimenti dei progetti.

6.4.1 Definizione Flussi di Cassa.

Il flusso di cassa iniziale FC_0 rappresenta l'investimento iniziale ottenuto come somma dei costi di impianto, progettazione e installazione.

In generale i flussi di cassa annuali, definiti in questo studio, sono costituiti dalle seguenti voci:

$$FC_k = C_{evitato_EE} + R_{ee} + CS + C_{GN_CT} + R_{TEE} - C_{GN_IC} - C_{OM} - C_{GSE}$$

dove:

- $C_{evitato_EE}$: rappresenta il costo evitato di energia elettrica acquistata;
- R_{ee} : rappresenta il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica;
- CS : rappresenta il ricavo derivante dall'applicazione dello scambio sul posto;
- C_{GN_CT} : rappresenta il costo evitato del gas naturale utilizzato dalle caldaie a seguito dell'applicazione dei progetti esposti;
- C_{GN_IC} : rappresenta il costo del gas naturale consumato dal cogeneratore;
- C_{OM} : rappresenta i costi di manutenzione relativi ai vari impianti;
- R_{TEE} : rappresenta i ricavi derivanti dalla vendita dei titoli di efficienza energetica. Tale valore è presente per dieci anni.
- C_{GSE} : rappresenta i costi da sostenere per le attività del GSE.

I flussi di cassa annuali netti sono definiti tenendo conto del sistema fiscale, i termini del prestito (se presente) e il metodo di ammortamento:

$$FCN_k = FC_k - R_k - (t_c \cdot UAI_k) \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, N$$

dove:

- N è la durata in anni dell'investimento;
- FC_k flusso di cassa nell'anno k ;
- R_k rata annuale costante, capitale e interessi, per il rimborso del prestito (se presente);
- $t_c = 0,279$ aliquota fiscale (IRES (TUIR) + IRAP (Regione Piemonte));
- UAI utile ante imposte nell'anno k .

L'utile ante imposte nell'anno k , è definito come:

$$UAI_k = FC_k - AMM_k - OF_k \quad \text{con } k = 1, 2, 3, \dots, N-1$$

dove:

- AMM_k è l'ammortamento nell'anno k , assunto per un numero di anni N_A ,

$$AMM = \frac{\text{Investimento}}{\text{anni ammortamento}}$$

- OF_k sono la quota di oneri finanziari relativi all'anno k (se presenti).

Il prestito è ammortizzato per un numero di anni definito "NP".

Si è assunto un tipo rimborso del prestito con ammortamento progressivo alla francese.

La rata R è assunta costante per tutta la durata dell'ammortamento ed è costituita da una quota capitale per il rimborso della somma richiesta e da una quota OF (oneri finanziari) per il pagamento degli interessi calcolati sul capitale residuo non ancora restituito. In questo caso la quota d'interessi è più alta nel primo periodo e decresce nel corso dell'ammortamento. Viceversa, la quota di capitale è più bassa all'inizio e cresce progressivamente

La rata R è calcolata come: $R = P \cdot \beta$

dove $\beta = \frac{i_p}{1 - \frac{1}{(1+i_p)^n}}$ è il tasso di ammortamento del prestito e P è la quota capitale. Il

valore di β è calcolato usando un tasso di interesse del prestito $i_p = 6\%$ per una durata $n = 10$ anni. Con queste ipotesi si ottiene $\beta = 0,135$.

Quindi si ha:

$$R = P \cdot \frac{i_p}{1 - \frac{1}{(1+i_p)^n}}$$

Per una generica rata la quota capitale è:

$$P_k = (\beta - i_p) \cdot P \cdot (1 + i_p)^{k-1}$$

che porta ad avere:

$$P = \sum_{k=1}^{NP} P_k$$

6.5 Analisi Economica dei Progetti.

Per la costruzione del VAN relativo alla cogenerazione, la prima operazione è la definizione del costo del gas naturale e dell'energia elettrica.

Per il gas naturale si sono definite quattro tariffe in base all'utilizzo del cogeneratore. Si parte dalla quota variabile presa dalla bolletta. La tariffa pagata attualmente è 0,340244 €/Sm³ ed è data dalla somma delle componenti variabili. Da questa si ricava:

- C_{GN} (€/Sm³): costo del gas naturale pagato dall'azienda con l'accisa pari a 0,012498 €/Sm³, l'addizionale regionale Piemonte pari a 0,006249 €/Sm³ e IVA = 22%. Sono applicate queste tariffe in quanto il consumo di gas naturale dell'azienda è minore di 1.200.000 Sm³/anno.

$$C_{GN} = (0,340244 + 0,012498 + 0,006249) \cdot (1 + 0,22) \\ = 0,43796902 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- $C_{GN_autoc}^{IC}$ (€/Sm³): costo del gas naturale usato in cogenerazione in regime di autoconsumo. In questo caso l'accisa è ridotta ed è pari a 0,00013479 €/Sm³ così come l'IVA che è al 10%. Non si ha la quota addizionale regionale Piemonte. L'accisa, nel caso in cui il gas naturale è usato per autoproduzione di energia elettrica è ridotta del 30% rispetto a quella prevista per la produzione di energia elettrica quindi $0,0004493 \cdot 0,3 = 0,00013479$ €/Sm³. L'IVA in caso di gas naturale usato per la produzione di energia elettrica si riduce al 10%.

$$C_{GN_autoc}^{IC} = (0,340244 + 0,00013479) \cdot (1 + 0,1) = 0,3744 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- C_{GN_ICee} (€/Sm³): costo del gas naturale usato dal cogeneratore per la produzione di energia elettrica. L'accisa è ridotta pari a 0,0004493 €/Sm³ in quanto il gas è usato per la produzione di energia elettrica. L'IVA è pari al 10%. Non tutto il gas naturale è soggetto ad una riduzione dell'aliquota ma soltanto un consumo specifico medio pari a 0,22 Sm³/kWh come specificato dal D.L. n. 16/2012.

$$C_{GN_ICee} = (0,340244 + 0,0004493) \cdot (1 + 0,1) = 0,3747 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

- $C_{GN_ex}^{ICee}$ (€/Sm³): costo del gas eccedente la quota soggetta alla riduzione dell'accisa. In questo caso l'accisa è pari a 0,012498 €/m³. L'IVA = 10%.

$$C_{GN_ex}^{ICee} = (0,340244 + 0,012498) \cdot (1 + 0,1) = 0,388 \text{ (€/Sm}^3\text{)}$$

Dopo aver definito le tariffe relative a ciascun ambito di attività del cogeneratore è possibile ricavare il costo totale C_{GN_IC} del gas consumato dal cogeneratore durante tutte le ore di funzionamento. Questo è composto dalla somma di due valori: il costo del gas totale relativo alla cogenerazione (e quindi alla produzione di energia elettrica che andrà venduta) e quello relativo alla produzione della quota di energia elettrica autoconsumata.

$$C_{GN_IC} = C_{f_IC} + C_{f_autoc} \quad (6.2)$$

Rispettivamente si ottiene:

$$C_{f_IC} = V_f^\circ \cdot C_{GN_ICee} \cdot [(1 - autoc1) + (1 - autoc2)] + C_{GN_ex}^{ICee} \cdot [(GN_{IC1} - V_f^\circ) \cdot (1 - autoc1) + (GN_{IC2} - V_f^\circ) \cdot (1 - autoc2)] \quad (6.3)$$

$$C_{f_autoc} = C_{GN_autoc}^{IC} \cdot [(GN_{IC1} \cdot autoc1) + (GN_{IC2} \cdot autoc2)]; \quad (6.4)$$

dove:

- V_f° ($Sm^3/anno$): rappresenta la quota di gas naturale soggetta alla riduzione di accisa;
- GN_{IC1} e GN_{IC2} espresso in $Sm^3/anno$ è il consumo di gas di ciascun impianto cogenerativo; Se è presente un solo impianto l'altro valore è nullo.
- $autoc1$ e $autoc2$ (%) rappresenta la percentuale di energia elettrica autoconsumata relativa ai due impianti.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, la tariffa pagata per la quota variabile di energia, sistema e corrispettivi divisa per fasce è:

- fascia F1: 0,06144 €/kWh;
- fascia F2: 0,05757 €/kWh;
- fascia F3: 0,04936 €/kWh;

La quota trasporto e oneri pagata dall'azienda divisa per fasce è:

- fascia F1: 0,05974 €/kWh;
- fascia F2: 0,05974 €/kWh;
- fascia F3: 0,05974 €/kWh;

Il cogeneratore permette di ottenere un risparmio pari a:

$$C_{evitato_EE} = c_{ee_V} + c_{ee_F}$$

dove i due contributi corrispondono al costo risparmiato di energia elettrica con l'autoconsumo.

c_{ee_V} è calcolato moltiplicando l'energia elettrica autoconsumata per le tariffe dell'energia elettrica relative alla quota energia, sistema e corrispettivi.

$$c_{ee_V} = [(EE_{autoc}^{F1} \cdot c_{ee_{F1}} + EE_{autoc}^{F2} \cdot c_{ee_{F2}} + EE_{autoc}^{F3} \cdot c_{ee_{F3}}) + Accise] \cdot (1 + IVA) \quad (6.5)$$

dove

- EE_{autoc}^F (kWh) rappresenta l'energia elettrica autoconsumata divisa per fasce;
- c_{ee_F} €/kWh rappresenta il costo della quota energia pagato dall'azienda riferito alla quota energia, sistema e corrispettivi;

c_{ee_F} è calcolato moltiplicando l'energia elettrica autoconsumata per le tariffe dell'energia elettrica relativa alla quota trasporto e oneri.

$$c_{ee_F} = (EE_{autoc}^{F1} \cdot TO_{F1} + EE_{autoc}^{F2} \cdot TO_{F2} + EE_{autoc}^{F3} \cdot TO_{F3}) \cdot (1 + IVA) \quad (6.6)$$

dove TO_F rappresenta la quota relativa al trasporto e oneri.

Oltre al costo dell'energia elettrica risparmiata grazie all'autoconsumo nei flussi di cassa compare il ricavo R_{ee} derivante dalla vendita dell'energia elettrica ceduta e quello ottenuto dalla modalità dello scambio sul posto CS.

R_{ee} è costruito moltiplicando l'energia elettrica ceduta per i prezzi di vendita dell'energia elettrica. Come prezzo di vendita si è assunto la media dei prezzi medi mensili zonali relativi alla modalità di ritiro dedicato dell'area centro nord del 2017.

I prezzi medi zonali orari per l'area centro nord sono:

- fascia F1: 0,0608475 €/kWh;
- fascia F2: 0,0516225 €/kWh;
- fascia F3: 0,0430691 €/kWh.

$$R_{ee} = (EE_{ceduta}^{F1} \cdot PM_{F1} + EE_{ceduta}^{F2} \cdot PM_{F2} + EE_{ceduta}^{F3} \cdot PM_{F3}) \cdot (1 + IVA) \quad (6.7)$$

La vendita dell'energia elettrica è possibile solo nel caso in cui l'impianto che produce l'energia ceduta non è soggetto alla convenzione di scambio sul posto con il GSE. In particolare, la vendita dell'energia non utilizzata può avvenire o tramite ritiro dedicato da parte del GSE o ricorrendo direttamente al mercato.

I costi di manutenzione C_{OM} per i vari impianti sono calcolati moltiplicando il costo orario di manutenzione per le ore di funzionamento dell'impianto.

$$C_{OM} = c_h \left(\frac{\text{€}}{h} \right) \cdot \text{ore funzionamento} \quad (6.8)$$

Per tutte le analisi fatte, si è assunta la durata dell'investimento pari alla vita utile dei relativi impianti. Tenendo conto di quest'ipotesi non è quindi necessario considerare eventuali costi di sostituzione che altrimenti sarebbero dovuti rientrare nei flussi di cassa.

6.5.1 Impianto Cogenerativo per CT1.

L'analisi economica riportata di seguito è fatta considerando la scelta di più impianti di potenza elettrica differente. Nel dettaglio viene riportata l'analisi dell'impianto ritenuto economicamente più conveniente. Questa soluzione comprende un impianto "Tedom Cento T100".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 284.498,73\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) il costo del gas pagato per la cogenerazione è

$$C_{f_{JC}} = 1.906,28\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è

$$C_{f_{autoc}} = 33.039,11\text{€}$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto, calcolati con la (6.2) sono:

$$C_f = 1.906,28 + 33.039,11 = 34.945,39\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie grazie alla produzione di energia termica dal cogeneratore, è definito come:

$$C_{evitato_{GN}} = C_{GN} \cdot GN_{risp_{Caldaia}} = 0,43796902 \cdot 47.866,19 = 20.963,91\text{€}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato C_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5)

$$C_{ee_V} = 25.885,79\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato C_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6)

$$C_{ee_F} = 22.746,55\text{€}$$

Quindi sommando i due contributi si ottiene:

$$C_{evitato_{EE}} = 22.746,55 + 25.885,79 = 48.632,35\text{€}.$$

I costi di manutenzione sono calcolati tramite la formula (6.8):

$$C_{OM} = 3.168,00\text{€}$$

Per il calcolo dei TEE si è assunto come prezzo di scambio il prezzo minimo al 23/01/2018 pari a $p_{TEE} = 282,00 \text{ €/tep}$.

L'erogazione dei TEE ha una durata di 10 anni. Il ricavo che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 45 \cdot 282 = 12.690,00\text{€}$$

Il ricavo ottenuto dal conto scambio calcolato con la (6.1) è:

$$CS = 893,92\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} + C_{CS} = 417,21 + 114 = 531,21\text{€}$$

dove la quota CAR è presente solo nel flusso di cassa del primo anno.

Dopo aver definito le voci dei flussi di cassa, si procede al calcolo del VAN. In questo caso si ottiene $VAN = 52.474,30 \text{ €}$

Ipotizzando di richiedere un prestito di durata decennale, per tutto l'ammontare dell'investimento si ottiene una rata costante pari a:

$$R = P \cdot \beta = 38.654,26\text{€}$$

Anno	FC	FCN	VAN	VAN CUM
0	-€ 284.498,73	-€ 284.498,73	€ -	€ -
1	€ 44.535,58	€ 5.794,87	€ 5.430,01	€ 5.430,01
2	€ 44.952,79	€ 5.712,68	€ 5.015,95	€ 10.445,96
3	€ 44.952,79	€ 5.306,70	€ 4.366,11	€ 14.812,07
4	€ 44.952,79	€ 4.876,36	€ 3.759,44	€ 18.571,50
5	€ 44.952,79	€ 4.420,20	€ 3.193,20	€ 21.764,70
6	€ 44.952,79	€ 3.936,67	€ 2.664,83	€ 24.429,53
7	€ 44.952,79	€ 3.424,13	€ 2.171,94	€ 26.601,47
8	€ 44.952,79	€ 2.880,83	€ 1.712,27	€ 28.313,73
9	€ 44.952,79	€ 2.304,94	€ 1.283,72	€ 29.597,45
10	€ 44.952,79	€ 1.694,49	€ 884,32	€ 30.481,77
11	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 11.375,27	€ 41.857,03
12	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 10.659,04	€ 52.516,08
13	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 9.987,92	€ 62.504,00
14	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 9.359,05	€ 71.863,05
15	€ 32.262,79	€ 23.261,47	€ 8.769,78	€ 80.632,83

Figura 6.1 Flussi di cassa e VAN con prestito

Il VAN con prestito è pari a $VAN = 80.632,83\text{€}$. La differenza tra i due VAN è 28.158,52€ che corrispondono alla somma degli oneri finanziari pagati dall'azienda per il prestito.

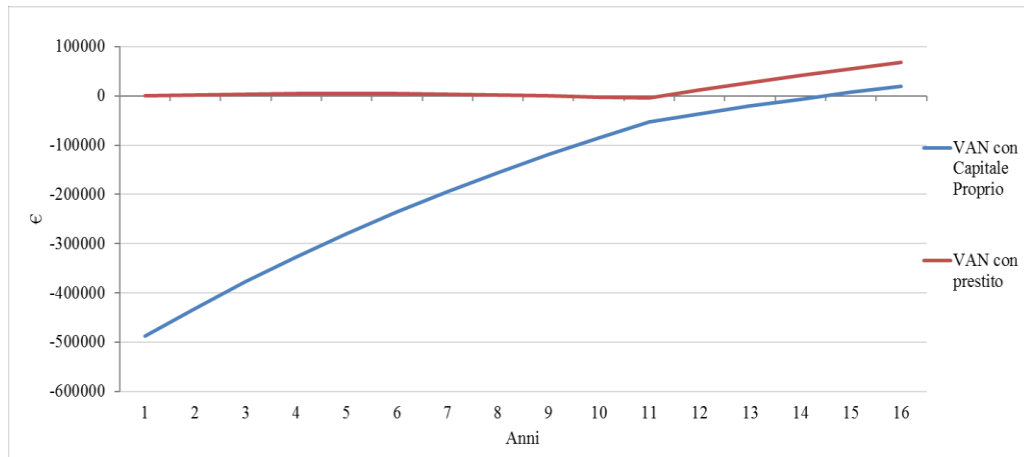


Figura 6.2 VAN Tedom Cento T100

Il tempo di recupero dell'investimento è 9,89 anni. Il $TIR = 12\%$ e $IR = 1,184$. Questi dati indicano la bontà dell'investimento.

La figura 6.3 riassume i migliori impianti con singola unità cogenerativa.

IPOTESI IMPIANTO SINGOLO MOTORE						
IMPIANTO			Tedom Cento T80	Tedom Cento T100	Tedom Cento T160	Tedom Cento T180
MOTORE						
	Potenza Elettrica	kWe	81	104	164	184
	Potenza Termica	kWt	120	142	221	232
	Potenza Input	kW	231	282	434	469
FABBISOGNO AZIENDA						
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica	MWht	1234,594	1234,594	1234,594	1234,594
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA						
	Tot Cogenerata	MWh	281,880	329,472	413,280	459,264
	Autoconsumata	MWh	268,504	312,087	380,348	417,515
	Ceduta	MWh	13,376	17,385	32,932	41,749
	Importata	MWh	4493,309	4439,476	4371,215	4334,048
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA						
	Utilizzata	MWht	417,600	449,856	556,920	579,072
	GN risparmiato Caldaie	Sm3	44434,041	47866,187	59258,156	61615,203
FUNZIONAMENTO IMPIANTO						
	Gas Naturale consumato	Sm3	80356,204	93157,039	114043,796	122067,153
	Ore Funzionamento		3480	3168	2520	2496
VALUTAZIONE ECONOMICA						
	DSPB	anni	9,52	9,89	12,57	12,40
	TIR	%	13%	12%	10%	10%
	IR		1,218679807	1,184444774	1,069365862	1,074536623
	VAN CAP PROPRIO	€	50.410,52	52.474,30	28.831,38	34.061,70
	VAN PRESTITO	€	73.227,03	80.632,83	69.969,04	79.290,45

Figura 6.3 Riepilogo impianti migliori

La figura 6.4 riporta le migliori soluzioni adottando due unità cogenerative per soddisfare la domanda di energia termica. Come si nota dalla tabella, effettuando altre prove con motori di potenza maggiore rispetto alla soluzione migliore si ha una riduzione progressiva del VAN.

IPOTESI IMPIANTO DOPPIO MOTORE										
IMPIANTO			TEDOM Cento M70 + TEDOM Micro T50		TEDOM Cento T100 + TEDOM Micro T50		TEDOM Cento M70 + TEDOM Cento M70		TEDOM Cento T100 + TEDOM M70	
			M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
MOTORE										
	Potenza Elettrica	kWe	70	48	104	48	70	70	104	70
	Potenza Termica	kWt	109	91	142	91	109	109	142	109
	Potenza Input	kW	204	148	282	148	204	204	282	204
FABBISOGNO AZIENDA										
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
	Energia Termica	MWh		1234,594		1234,594		1234,594		1234,594
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA										
	Tot Cogenerata	MWh		379,248		449,280		430,080		494,132
	Autoconsumata	MWh		356,076		416,916		400,521		452,663
	Ceduta	MWh		23,172		32,364		29,559		41,469
	Importata	MWh		4395,487		4334,647		4351,042		4298,900
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA										
	Utilizzata	MWh		633,072		676,992		669,696		706,224
	GNI risparmiato Caldaie	Sm3		67360,994		72034,219		71257,900		75144,602
FUNZIONAMENTO IMPIANTO										
	Gas Naturale consumato	Sm3		117462,357		131677,164		130696,142		143189,155
	Ore Funzionamento 1			3624,000		3168,000		3624,000		3168,000
	Ore Funzionamento 2			2616,000		2496,000		2520,000		2352,000
VALUTAZIONE ECONOMICA										
	DSPB	anni		11,391		12,184		12,637		13,724
	TIR	%		17%		10%		10%		9%
	IR			1,109		1,081		1,066		1,033
	VAN CAP PROPRIO		€	38.450,66	€	35.093,46	€	26.949,26	€	16.299,00
	VAN PRESTITO		€	73.232,99	€	77.869,50	€	67.277,50	€	64.620,35

Figura 6.4 Riepilogo impianti migliori

La soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento T100” e dal “Tedom Micro T50”. Questa soluzione rappresenta anche il limite di potenza oltre il quale, effettuando altre prove, si è notato che il VAN decresce.

In questo caso l’impiego di un doppio motore, sfruttando il principio della modularità, non ha portato a risultati migliori rispetto all’utilizzo della singola unità cogenerativa. Infatti, l’impianto costituito dal Tedom Cento T100 rimane ancora la scelta ottimale.

6.5.2 Impianto Cogenerativo per CT2.

Di seguito si riporta la condizione migliore ottenibile considerando il caso del cogeneratore dimensionato per la sola “CT2”. La soluzione comprende due unità cogenerative, costituite dai motori “Tedom Cento L230” e “Tedom Micro T50”. I valori di VAN che si ottengono sono:

- VAN capitale proprio: 317.531,31 €;
- VAN con prestito: 387.400,28 €

Il tempo di ritorno è 7,36 anni. Il $TIR = 18\%$ e $IR = 1,45$.

IPOTESI IMPIANTI MIGLIORI								
IMPIANTO			TEDOM Cento T230 + TEDOM Micro T50		TEDOM Cento T200 + TEDOM Cento T100		TEDOM Cento L230	TEDOM Cento L330
			M1	M2	M1	M2	M1	M1
MOTORE								
	Potenza Elettrica	kWe	235	48	200	104	235	326
	Potenza Termica	kWt	277	91	253	142	277	384
	Potenza Input	kW	569	148	510	282	569	787
FABBISOGNO AZIENDA								
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica	MMWh		2136,225		2136,225	2136,225	2136,225
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA								
	Tot. Cogenerata	MWh		1009,344		1058,304	857,280	1001,472
	Autoconsumata	MWh		853,615		894,565	742,534	825,305
	Ceduta	MWh		155,729		163,739	114,746	176,167
	Importata	MWh		3897,948		3856,998	4009,029	3926,258
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA								
	Utilizzata	MMWh		1298,784		1369,824	1010,496	1179,648
	GN risparmiato Caldaie	sm3		147207,689		155259,555	114532,348	133704,493
FUNZIONAMENTO IMPIANTO								
	Gas Naturale consumato	Sm3		265336,392		286618,561	216445,464	252102,607
	Ore Funzionamento 1			3648		3744	3648	3072
	Ore Funzionamento 2			3168		2976	0	0
VALUTAZIONE ECONOMICA								
	DSPB	anni		7,36		8,14	6,58	7,54
	TIR	%		18%		16%	20%	17%
	IR			1,450		1,357	1,574	1,410
	VAN CAP PROPRIO			€ 317.531,31		€ 276.260,63	€ 320.483,60	€ 298.378,01
	VAN PRESTITO			€ 387.400,28		€ 352.849,77	€ 375.735,04	€ 350.399,95

Figura 6.5 Riepilogo impianti migliori

Confrontando le tabelle del cogeneratore dimensionato solo sulla “CT1” e solo sulla “CT2” si osserva come sia molto più conveniente effettuare l’investimento relativo al cogeneratore per la sola “CT2”. Questo investimento oltre che avere un VAN molto più elevato ha un tempo di ritorno più basso di due anni rispetto alla condizione migliore del caso per la sola “CT1”.

6.5.3 Impianto Cogenerativo per CT1 e CT2.

In questa configurazione la domanda di energia termica è più alta. Di conseguenza la potenza dei motori scelti sarà superiore rispetto al caso con una sola centrale termica. In queste condizioni ci si aspetta di ottenere benefici maggiori dal punto di vista economico.

Si riportata l'analisi dell'impianto che permette di ottenere un più elevato ritorno economico. L'impianto è costituito da un cogeneratore "Tedom Cento L330".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 727.298,43\text{€}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) si ottiene:

$$C_{f_IC} = 20.571,89 \text{ €}$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è:

$$C_{f_autoc} = 93.709,82\text{€}.$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto sono, calcolati con la (6.2):

$$C_f = 20.571,89 + 93.709,82 = 114.281,71\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie grazie alla produzione di energia termica dal cogeneratore, è definito come:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{risp_caldaia} = 0,43796902 \cdot 151.014,45 = 66.139,65 \text{ €}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato C_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5)

$$c_{ee_V} = 79.791,39\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato C_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6)

$$c_{ee_F} = 72.465,45 \text{ €}$$

Quindi sommando i due contributi si ottiene:

$$C_{evitato_EE} = 79.791,39 + 72.465,45 = 152.256,84 \text{ €}.$$

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 12.014,63$ calcolato con la (6.7).

I costi di manutenzione sono calcolati tramite la formula (6.8):

$$C_{OM} = 3.696,00\text{€}$$

Il ricavo derivante dai TEE che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 180 \cdot 282 = 50.760,00\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono relativi alla sola gestione CAR e valgono per il primo anno:

$$C_{GSE} = C_{CAR} = 835,193 \text{ €}$$

IL VAN con capitale proprio che si ottiene è $VAN = 428.536,82\text{€}$

Ipotizzando di richiedere un prestito decennale, per tutto l'ammontare dell'investimento, si ottiene una rata costante pari a:

$$R = P \cdot \beta = 98.816,55\text{€}$$

Il VAN con prestito è pari a $VAN = 500.518,75 \text{ €}$. La differenza tra i due VAN è 71.981,94€.

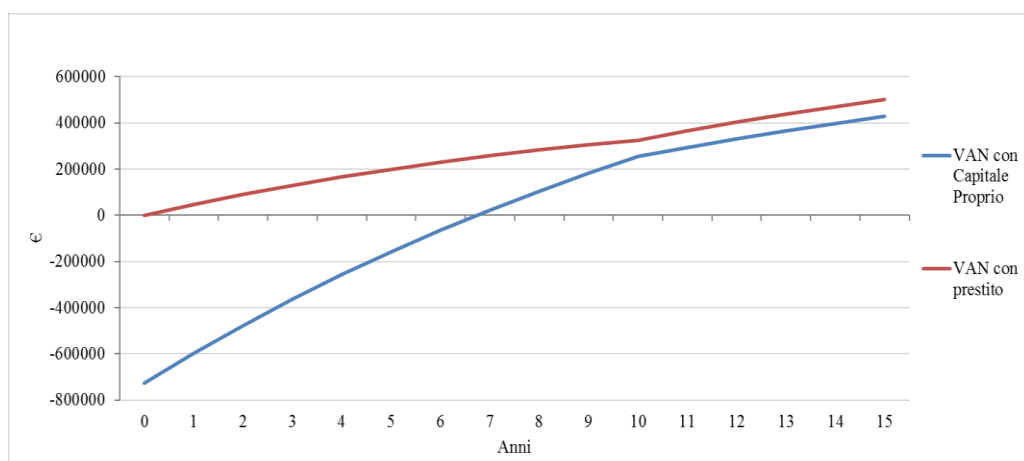


Figura 6.6 VAN Tedom Cento L330

Il tempo di recupero dell'investimento è 6,50 anni. Il $TIR = 20\%$ e $IR = 1,589$. Questi dati indicano che questo impianto cogenerativo è un investimento molto conveniente.

La figura 6.7 riporta le migliori soluzioni realizzate con una singola unità cogenerativa. Questo impianto rappresenta la condizione limite per la convenienza del progetto. Scegliendo un motore di taglia maggiore (ad esempio il Tedom Cento L410) il VAN si riduce di 53.149,88 €.

IPOTESI IMPIANTO SINGOLO MOTORE						
IMPIANTO			TEDOM Cento T200	TEDOM Cento L230	TEDOM Cento L330	TEDOM Cento L410
MOTORE						
	Potenza Elettrica	kWe	200	235	326	410
	Potenza Termica	kWt	253	277	384	506
	Potenza Input	kW	510	569	787	1017
FABBISOGNO AZIENDA						
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica	MWht	3370,819	3370,819	3370,819	3370,819
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA						
	Tot Cogenerata	MWh	796,800	936,240	1204,896	1318,560
	Autoconsumata	MWh	711,230	819,505	994,240	1040,971
	Ceduta	MWh	85,570	116,735	210,656	277,589
	Importata	MWh	4040,334	3932,058	3757,323	3710,592
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA						
	Utilizzata	MWht	1007,952	1103,568	1419,264	1627,296
	GN risparmiato Caldaie	sm3	107249,473	117423,336	151014,450	173149,752
FUNZIONAMENTO IMPIANTO						
	Gas Naturale consumato	Sm3	211870,699	236381,230	303310,949	341050,261
	Ore Funzionamento		3984,000	3984	3696	3216
VALUTAZIONE ECONOMICA						
	DSPB	anni	6,46	6,24	6,50	7,49
	TIR	%	21%	22%	20%	17%
	IR		1,60715796	1,672276719	1,589217301	1,413369121
	VAN CAP PROPRIO	€	297.113,74	€ 375.298,82	€ 428.536,82	€ 360.948,51
	VAN PRESTITO	€	345.546,33	€ 430.550,26	€ 500.518,75	€ 447.368,87

Figura 6.7 Riepilogo impianti migliori

Sono state analizzate anche soluzioni cogenerative che utilizzano due motori. Tra queste le migliori sono riportate nella tabella seguente:

IPOTESI IMPIANTO DOPPIO MOTORE										
IMPIANTO			TEDOM Cento T230 + TEDOM Micro T50		TEDOM Cento L330 + TEDOM Micro T50		TEDOM Cento L330 + TEDOM Cento T100		TEDOM Cento L330 + TEDOM Cento T120	
			M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
MOTORE										
	Potenza Elettrica	kWe	235	48	326	48	326	104	326	125
	Potenza Termica	kWt	277	91	384	91	384	142	384	177
	Potenza Input	kW	569	148	787	148	787	282	787	343
FABBISOGNO AZIENDA										
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
	Energia Termica	MWht		3370,819		3370,819		3370,819		3370,819
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA										
	Tot Cogenerata	MWh		1115,952		1366,176		1526,880		1576,896
	Autoconsumata	MWh		951,414		1101,651		1205,528		1232,419
	Ceduta	MWh		164,538		264,525		321,352		344,477
	Importata	MWh		3800,149		3649,912		3546,035		3519,144
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA										
	Utilizzata	MWht		1444,272		1725,024		1858,896		1946,016
	GN risparmiato Caldaie	sm3		153675,385		183548,339		197792,769		207062,629
FUNZIONAMENTO IMPIANTO										
	Gas Naturale consumato	Sm3		294161,418		355164,964		394350,782		409751,825
	Ore Funzionamento 1			3984,000		3696,000		3696,000		3696,000
	Ore Funzionamento 2			3744,000		3360,000		3096,000		2976,000
VALUTAZIONE ECONOMICA										
	DSPB	anni		6,65		7,41		8,19		8,28
	TIR	%		20%		17%		16%		15%
	IR			1,549		1,429		1,334		1,316
	VAN CAP PROPRIO		€	387.513,87		€ 375.496,30		€ 338.266,23		€ 334.628,70
	VAN PRESTITO		€	457.382,84		€ 462.095,76		€ 438.404,70		€ 439.447,72

Figura 6.8 Riepilogo impianti migliori

La soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento L330” e dal “Tedom Micro T50”. In questo esempio si può osservare come non sempre l'utilizzo di due impianti cogenerativi sia la soluzione economicamente più vantaggiosa.

6.5.4 Impianto Trigenerativo per CT1.

Di seguito si riporta l'analisi economica riguardante il trigeneratore dimensionato sia per il fabbisogno termico della sola centrale termica "CT1" che di entrambe le centrali termiche (CT1 e CT2) e dell'impianto frigo.

Per l'analisi economica del trigeneratore i contributi dei costi evitati cambiano. In questo caso si aggiunge il valore di energia elettrica risparmiata nell'impianto frigo grazie all'utilizzo dell'assorbitore.

Il costo di energia elettrica evitato $C_{evitato_EE}$ è dato dalla somma di tre contributi:

$$C_{evitato_EE} = c_{ee_V} + c_{ee_F} + c_{ee_Frigo}$$

dove c_{ee_V} e c_{ee_F} sono uguali a quelli calcolati con le formule (6.5) e (6.6) e c_{ee_Frigo} è calcolato moltiplicando l'energia elettrica risparmiata nei frigo per le tariffe dell'energia elettrica totale.

$$c_{ee_Frigo} = [(EE_{Frigo}^{F1} \cdot c_{ee_{F1}} + EE_{Frigo}^{F2} \cdot c_{ee_{F2}} + EE_{FRIGO}^{F3} \cdot c_{ee_{F3}}) + Accise] \cdot (1 + IVA) \quad (6.9)$$

dove

- EE_{Frigo}^F (kWh) rappresenta l'energia elettrica risparmiata dai frigoriferi divisa per fasce orarie;
- c_{ee_F} €/kWh rappresenta il costo della quota energia pagato dall'azienda;

Il costo evitato dell'energia frigo dipende dall'assorbitore scelto.

La soluzione migliore per l'impianto di trigenerazione, dimensionato sulla sola "CT1" e sull'impianto frigo, comprende due unità cogenerative costituite da un motore "Tedom Cento L230 con assorbitore Century AR-D60L2" e un motore "Tedom Cento T120 con un assorbitore Century AR-D30L2".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 1.004.347,35€$$

Sostituendo i valori nella formula (6.3) il costo del gas pagato per la cogenerazione è:

$$C_{f_IC} = 17.850,99€$$

Sostituendo i valori nella formula (6.4) il costo del gas pagato per la produzione di energia elettrica relativa all'autoconsumo è:

$$C_{f_autoc} = 169.187,82\text{€}.$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto sono:

$$C_f = 17.850,99 + 169.187,82 = 187.038,81\text{€}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie è:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{rispCaldaia} = 0,43796902 \cdot 90.700,67 = 39.724,09\text{€}$$

Per quanto riguarda l'energia elettrica il costo evitato C_{ee_V} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.5):

$$C_{ee_V} = 148.881,01\text{€}$$

In modo analogo il costo evitato C_{ee_F} è calcolato sostituendo i valori di energia autoconsumata nella formula (6.6):

$$C_{ee_F} = 129.600,02\text{€}$$

Utilizzando la formula (6.9) si ricava l'energia elettrica risparmiata sull'utilizzo dell'impianto frigo:

$$C_{ee_Frigo} = 55.532,29\text{€}$$

Quindi il costo evitato totale è:

$$C_{evitato_EE} = 129.600,02 + 148.881,01 + 55.532,29 = 334.013,32\text{€}$$

Si può osservare sin da subito come l'utilizzo di questo impianto permetta di ottenere risparmi annui maggiori sull'energia elettrica.

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 3.941,73\text{€}$ calcolato con la (6.7).

Il ricavo ottenuto dal conto scambio, calcolato con la (6.1) è $CS = 2.344,09\text{€}$. Tale ricavo è calcolato solo sulla produzione del motore "Tedom Cento T120" in quanto il motore primario supera il limite di potenza elettrica necessario per aderire allo scambio sul posto.

I costi di manutenzione sono costituiti dalla somma dei costi necessari per la manutenzione dell'impianto cogenerativo e dell'assorbitore. In questo caso il costo orario per la manutenzione dell'assorbitore è stato posto pari a $c_{m_A} = 0,25 \text{ €/h}$.

La formula (6.8) si modifica nella seguente espressione:

$$C_{OM} = c_{m_C} \cdot h_{funz_{IC}} + c_{m_A} \cdot h_{funz_A} \quad (6.10)$$

Nel caso descritto i costi di manutenzione sono:

$$C_{OM} = 10.048,00 + 2.512,00 = 12.560,00€$$

L'erogazione dei TEE ha una durata di 10 anni. Il ricavo che si ottiene è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 279 \cdot 282 = 78.689,85€$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} + C_{CS} = 1.418,559 + 245 = 1.663,559 €$$

dove la quota CAR è presente solo al flusso di cassa del primo anno.

Il VAN con capitale proprio è: $VAN = 787.630,22 €$

Per un prestito decennale sull'ammontare dell'investimento si ottiene una rata R e un VAN con prestito pari a:

$$R = P \cdot \beta = 136.458,6242 €$$

$$VAN = 887.031,39 €$$

ANNO	FC	FCN	VAN	VAN CUM
	-€ 1.004.347,35	-€ 1.004.347,35	€ -	€ -
0	€ 257.450,70	€ 92.722,12	€ 86.884,06	€ 86.884,06
1	€ 258.869,26	€ 92.392,82	€ 81.124,45	€ 168.008,51
2	€ 258.869,26	€ 90.959,61	€ 74.837,43	€ 242.845,94
3	€ 258.869,26	€ 89.440,41	€ 68.954,21	€ 311.800,16
4	€ 258.869,26	€ 87.830,06	€ 63.449,32	€ 375.249,47
5	€ 258.869,26	€ 86.123,08	€ 58.298,87	€ 433.548,34
6	€ 258.869,26	€ 84.313,69	€ 53.480,49	€ 487.028,83
7	€ 258.869,26	€ 82.395,73	€ 48.973,23	€ 536.002,06
8	€ 258.869,26	€ 80.362,70	€ 44.757,45	€ 580.759,51
9	€ 258.869,26	€ 50.186,39	€ 26.191,09	€ 606.950,60
10	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 63.527,94	€ 670.478,54
11	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 59.528,03	€ 730.006,57
12	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 55.779,97	€ 785.786,54
13	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 52.267,90	€ 838.054,44
14	€ 180.179,41	€ 129.909,36	€ 48.976,96	€ 887.031,39

Figura 6.9 Flussi di cassa e VAN con prestito

La differenza tra i due VAN è 99.401,17 €.

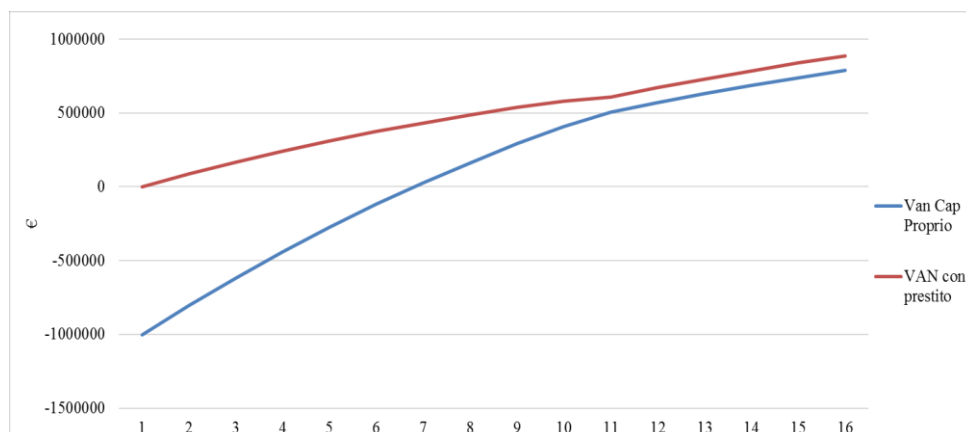


Figura 6.10 VAN Impianti

Il tempo di recupero dell'investimento è 5,59 anni. Il $TIR = 24\%$ e $IR = 1,78$. Questi dati indicano che questa tipologia di impianto rappresenta una soluzione ottimale rispetto alle configurazioni analizzate precedentemente.

La figura 6.11 mostra, per questa configurazione, le altre soluzioni impiantistiche, oltre alla migliore, che si prevede possano dare risultati economici convenienti, anche se leggermente inferiori.

IMPIANTO DOPPIO MOTORE									
IMPIANTO		Tedom Cento L230 e Century AR-D600L2 + Tedom Micro T50 e Yazaki WFC SC20		Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T100 e Century AR-D30L2		Tedom Cento L 230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T120 e Century AR-D30L2		Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2 + Tedom Cento T160 e Century AR-D40L2	
		I1	I2	I1	I2	I1	I2	I1	I2
MOTORE + ASSORBITORE									
Potenza Elettrica	kWe	235	48	235	104	235	125	235	164
Potenza Termica	kWt	277	91	277	142	292	177	292	221
Potenza Input	kW	569	148	569	282	569	343	569	434
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	193	70	193	98	193	105	193	140
FABBISOGNO AZIENDA									
Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563		4751,563
Energia Termica	MWht		1234,594		1234,594		1234,594		1234,594
Energia Termica Impianto Frigo	MWht		2281,303		2281,303		2281,303		2281,303
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA									
Tot Cogenerata	MWh		1618,359		1850,447		1902,470		1962,803
Autoconsumata	MWh		1526,883		1731,694		1778,138		1832,610
Ceduta	MWh		91,476		118,753		124,332		130,193
Importata	MWh		3224,678		3019,867		2973,423		2918,951
Energia Elettrica Frigo Risparmio	MWh		246,550		335,148		334,872		348,061
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA									
Q Caldaia gen e utilizzata	MWht		963,225		753,754		852,423		838,423
Q Frigo gen e utilizzata	MWht		1114,517		1515,021		1513,773		1573,393
GN risparmiato Caldaie	sm3		102490,353		80201,971		90700,674		89210,999
FUNZIONAMENTO IMPIANTO									
Gas Naturale consumato	Sm3		424981,960		481405,527		497879,666		509219,082
Ore Funzionamento 1			5877		5877		5877		5877
Ore Funzionamento 2			4943		4513		4171		3547
VALUTAZIONE ECONOMICA									
DSPB	anni		5,23		5,52		5,59		6,16
TIR	%		27%		25%		24%		22%
IR			1,928292754		1,809429967		1,784220936		1,681958355
VAN CAP PROPRIO		€	750.390,02	€	772.834,01	€	787.630,22	€	749.371,01
VAN PRESTITO		€	830.394,03	€	867.330,35	€	887.031,39	€	858.125,17

Figura 6.11 Riepilogo impianti migliori

Adottando un singolo impianto, la soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento L330 accoppiato ad un assorbitore Century AR-D85L2”. Si sono effettuate anche delle prove con motori di potenza diversa, ma si è osservata una riduzione progressiva dei valori del VAN.

IMPIANTO SINGOLO MOTORE						
IMPIANTO			Tedom Cento T160 e Century AR-D40L2	Tedom Cento T200 e Yazaki WFC SC50	Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2	Tedom Cento L 330 e Century AR-D85L2
MOTORE + ASSORBITORE						
Potenza Elettrica	kWe		164	200	235	326
Potenza Termica	kWt		221	253	277	384
Potenza Input	kW		434	510	569	787
Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf		140	176	193	278
FABBISOGNO AZIENDA						
Energia Elettrica	MWh		4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
Energia Termica Centrale Termica	MWht		1234,594	1234,594	1234,594	1234,594
Energia Termica Impianto Frigo	MWht		2281,303	2281,303	2281,303	2281,303
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA						
Tot Cogenerata	MWh		1028,116	1216,800	1381,095	1562,844
Autoconsumata	MWh		993,412	1166,877	1311,913	1481,873
Ceduta	MWh		34,704	49,923	69,182	80,971
Importata	MWh		3758,149	3584,684	3439,648	3269,688
Energia Elettrica Frigo Risparmiata	MWh		191,266	231,274	246,550	298,297
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA						
Q. Caldaia gen e utilizzata	MWht		520,838	493,790	513,412	492,459
Q. Frigo gen e utilizzata	MWht		864,611	1045,462	1114,517	1348,437
GN risparmiato Caldaie	sm3		55418,899	52540,863	54628,741	52399,326
FUNZIONAMENTO IMPIANTO						
Gas Naturale consumato	Sm3		283706,569	323549,531	348697,914	393417,935
Ore Funzionamento			6269	6084	5877	4794
VALUTAZIONE ECONOMICA						
DSPB	anni		4,68	4,68	4,60	5,35
TIR	%		29%	29%	30%	26%
IR			2,081095834	2,078413685	2,119948047	1,881725881
VAN CAP PROPRIO		€	509.092,39	€ 598.096,94	€ 703.268,62	€ 720.434,15
VAN PRESTITO		€	555.699,25	€ 652.987,90	€ 765.417,90	€ 801.300,95

Figura 6.12 Riepilogo impianti migliori

6.5.5 Impianto Trigenerativo per CT1 e CT2.

Di seguito si riportano i risultati economici relativi alla soluzione migliore per l'impianto trigenerativo dimensionato sulla domanda di entrambe le centrali termiche e dell'impianto frigo. Tale impianto prevede l'utilizzo di un cogeneratore "Tedom Cento L330 con assorbitor Century AR-D85L2" e di un cogeneratore "Tedom Cento L230 con assorbitor AR-D60L2".

L'investimento iniziale è:

$$FC_0 = 1.445.020,24\text{€}$$

I costi totali di gas naturale utilizzato per il funzionamento dell'impianto, calcolati con la (6.3) e (6.4), sono:

$$C_f = 72.957,65 + 220.238,39 = 293.196,04 \text{ €}$$

Il costo evitato del gas naturale, risparmiato nelle caldaie è:

$$C_{evitato_GN} = C_{GN} \cdot GN_{risp_Caldaia} = 0,43796902 \cdot 201.847,80 = 88.403,08\text{€}$$

Il costo evitato di energia elettrica totale calcolato con la (6.5), (6.6) e (6.9) è:

$$C_{evitato_EE} = 187.189,12 + 197.244,39 + 62.516,59 = 446.950,11\text{€}$$

Si può osservare sin da subito come l'utilizzo di questo impianto permetta di ottenere risparmi maggiori sull'energia elettrica.

Il ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica è $R_{ee} = 30.064,56\text{€}$ calcolato con la (6.7).

I costi di manutenzione calcolati con la (6.10) sono:

$$C_{OM} = 10.689,00 + 2.672,25 = 13.361,25\text{€}$$

Il ricavo che si ottiene dai TEE è:

$$R_{TEE} = TEE \cdot p_{TEE} = 461 \cdot 282 = 129.888,81\text{€}$$

I costi da sostenere per le attività del GSE sono:

$$C_{GSE} = C_{CAR} = 1979,812 \text{ €}$$

con la quota CAR presente solo nel flusso di cassa del primo anno.

Il VAN con capitale proprio è: $VAN = 1.216.282,86\text{€}$.

Il VAN con prestito è $VAN = 1.359.296,96\text{€}$.

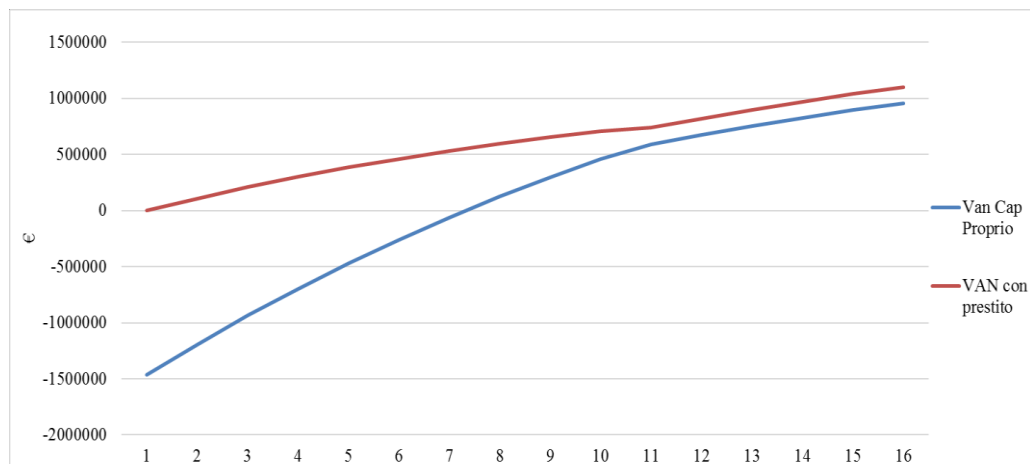


Figura 6.13 VAN Impianti

Il tempo di recupero dell'investimento è 5,41 anni. Il $TIR = 25\%$ e $IR = 1,841$. Questi dati indicano che questa tipologia di impianto rappresenta la soluzione migliore tra tutte quelle analizzate.

Per questa tipologia di impianto è stata effettuata inoltre una simulazione ponendo il tasso di interesse al 6% anziché a 8% ottenendo i seguenti valori:

- VAN con capitale proprio: 1.547.058,63€;
- VAN con prestito: 1.558.459,63€.

La differenza tra i due VAN è $\Delta VAN = 11.401,00\text{€}$ rispetto al caso precedente dove era pari a $\Delta VAN = 143.014,10\text{€}$. Riducendo il tasso di interesse la convenienza tra richiedere il prestito e usare il capitale proprio per finanziare l'investimento è pressoché uguale, oltre ad avere un miglior rendimento dell'investimento con un aumento del VAN con capitale proprio di 330.775,77€.

IMPIANTO DOPPIO MOTORE									
IMPIANTO		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento T180 e Century AR-D50L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2 + Tedom Cento T200 + Yazaki WFC SC50	
		I1	I2	I1	I2	I1	I2	I1	I2
MOTORE + ASSORBITORE									
	Potenza Elettrica	kWe	326	184	326	235	326	326	200
	Potenza Termica	kWt	384	232	404	292	404	404	253
	Potenza Input	kW	787	469	787	569	787	787	510
	Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	278	165	278	193	278	352	140
FABBISOGNO AZIENDA									
	Energia Elettrica	MWh		4751,563		4751,563		4751,563	
	Energia Termica	MWht		3370,819		3370,819		3370,819	
	Energia Termica Impianto Frigo	MWht		2379,073		2379,073		2379,073	
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA									
	Tot Cogenerata	MWh		2916,142		3080,574		3235,550	
	Autoconsumata	MWh		2470,238		2568,272		2623,090	
	Ceduta	MWh		445,904		512,302		612,460	
	Importata	MWh		2281,323		2183,289		2128,471	
	Energia Elettrica Frigo Risparmia	MWh		386,644		383,256		369,085	
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA									
	Q. Caldaia gen e utilizzata	MWht		1760,072		1897,006		2142,768	
	Q. Frigo gen e utilizzata	MWht		1747,808		1732,490		1668,432	
	GN risparmiato Caldaie	sm3		187277,566		201847,799		227997,677	
FUNZIONAMENTO IMPIANTO									
	Gas Naturale consumato	Sm3		746441,710		776258,916		814491,658	
	Ore Funzionamento 1			6249		6249		6249	
	Ore Funzionamento 2			4777		4440		3676	
VALUTAZIONE ECONOMICA									
	DSPB	anni		5,37		5,41		6,04	
	TIR	%		26%		25%		23%	
	IR			1,856999011		1,841706453		1,710629774	
	VAN CAP PROPRIO		€	1.145.245,98		€ 1.216.282,86		€ 1.161.272,38	
	VAN PRESTITO		€	1.277.504,56		€ 1.359.296,96		€ 1.323.003,99	

Figura 6.14 Riepilogo impianti migliori

Adoperando invece un solo motore, la soluzione migliore è rappresentata dal “Tedom Cento L500” accoppiato ad un assorbitore “Century AR-D130L2”. Si può notare come adottando un impianto di potenza maggiore, aumenta la produzione di energia elettrica ed energia termica ma si riduce la convenienza dell’investimento.

IMPIANTO MOTORE SINGOLO					
IMPIANTO		Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2	Tedom Cento L410 e Century AR-D100L2	Tedom Cento L500 e Century AR-D130L2	Tedom Quanto D600 e Century AR-D150L2
MOTORE + ASSORBITORE					
	Potenza Elettrica	kWe	326	410	600
	Potenza Termica	kWt	384	506	699
	Potenza Input	kW	787	1017	1433
	Potenza Frigorifera Assorbitore	kWf	278	352	489
FABBISOGNO AZIENDA					
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563
	Energia Termica Centrale Termica	MWht	3370,819	3370,819	3370,819
	Energia Termica Impianto Frigo	MWht	2379,073	2379,073	2379,073
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA ELETTRICA					
	Tot Cogenerata	MWh	2037,174	2257,050	2483,400
	Autoconsumata	MWh	1821,628	1964,756	1994,400
	Ceduta	MWh	215,546	292,294	489,000
	Importata	MWh	2929,933	2786,805	2674,129
	Energia Elettrica Frigo Risparmia	MWh	312,172	310,043	297,015
PRODUZIONE IMPIANTO ENERGIA TERMICA					
	Q. Caldaia gen e utilizzata	MWht	988,455	1383,994	1562,891
	Q. Frigo gen e utilizzata	MWht	1411,161	1401,536	1342,646
	GN risparmiato Caldaie	sm3	105174,918	147261,627	166296,890
FUNZIONAMENTO IMPIANTO					
	Gas Naturale consumato	Sm3	512822,002	583794,056	619839,937
	Ore Funzionamento		6249	5505	4933
VALUTAZIONE ECONOMICA					
	DSPB	anni	4,32	4,67	5,22
	TIR	%	33%	29%	27%
	IR		2,262368431	2,07367513	1,923779528
	VAN CAP PROPRIO	€	1.031.446,78	€ 1.050.229,11	€ 1.053.197,29
	VAN PRESTITO	€	1.112.313,58	€ 1.147.038,83	€ 1.166.033,35

Figura 6.15 Riepilogo impianti migliori

6.5.6 Impianto Fotovoltaico.

Di seguito si riporta il risultato economico ricavato per l'impianto fotovoltaico. Vengono rappresentate tra le varie soluzioni quelle che permettono di ottenere un VAN migliore. Si analizzano la configurazione in cui l'impianto viene installato su pensiline nella superficie adibita a parcheggio, quella in cui l'impianto viene installato nella superficie di solo tetto e infine una configurazione mista costituita dall'impianto realizzato sulla superficie di solo tetto e su una parte di parcheggio.

L'impianto fotovoltaico permette di risparmiare sull'acquisto della parte di energia elettrica che viene autoconsumata e di ottenere un ricavo dalla vendita dell'energia elettrica non consumata (quota ceduta). Queste due attività costituiscono le principali entrate derivanti dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, che incidono positivamente sui flussi di cassa.

I costi di manutenzione dell'impianto C_{OM} sono calcolati a partire dalla formula (6.8) dove al posto del costo orario di manutenzione si pone quello relativo alla potenza dell'impianto.

Tale costo è stato ipotizzato pari a $c_m = 4 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ e la formula risulta essere:

$$C_{OM} = c_m \cdot P_{IFV}$$

La durata dell'investimento è pari alla vita utile dei pannelli fotovoltaici assunta uguale a 25 anni.

6.5.6.1 Impianto Fotovoltaico Potenza 180 kWp.

Questo impianto è caratterizzato da una potenza di 180 kW ed è installato sulla superficie di tetto non adibita a parcheggio per un totale di 1500 m². L'investimento è costituito dal solo costo dell'impianto fotovoltaico ed è:

$$I_{IFV} = 198.000,00\text{€}$$

Utilizzando la formula (6.5) e (6.6) si ricava il risparmio sull'acquisto di energia elettrica.

$$c_{ee_V} = 17.600,94\text{€}$$

$$c_{ee_F} = 14.546,19\text{€}$$

$$C_{evitato_EE} = 14.546,19 + 17.600,94 = 32.147,12\text{€}$$

Il ricavo ottenuto dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 1.320,006\text{€}$

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto è:

$$C_{OM} = 4 \cdot 180 = 720,00\text{€}.$$

Il costo relativo al ritiro dedicato è:

$$C_{RID} = 119\text{€}$$

Il VAN con capitale proprio risulta essere: $VAN = 112.744,19\text{€}$

Utilizzando un prestito, richiesto per tutto l'ammontare dell'investimento per una durata ventennale con $\beta = 0,087$ e rata $R = 17.262,54\text{€}$, si ottiene $VAN = 147.968,55\text{€}$

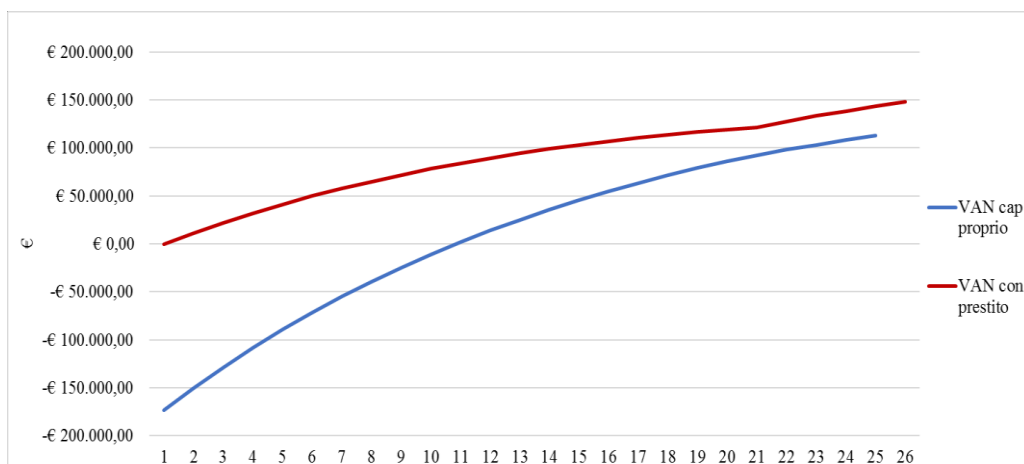


Figura 6.16 VAN IFV 180 kWp

Il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento è 10,45 anni, il $TIR = 16\%$ e $IR = 1,569$.

6.5.6.2 Impianto Fotovoltaico Potenza 250 kWp.

Questo impianto è caratterizzato da una potenza di $250kWp$ ed è installato sia sulla superficie di tetto che non è adibita a parcheggio, sia sulle pensiline del parcheggio per una superficie di $550 m^2$. L'investimento iniziale è dato dal costo dell'impianto fotovoltaico più la struttura di pensiline:

$$I_{FV} = 335.500,00€$$

di cui 55.000€ rappresentano il costo delle pensiline.

Utilizzando la formula (6.5) e (6.6) si ricava il risparmio $C_{evitato_EE}$.

$$c_{ee_V} = 20.924,89€$$

$$c_{ee_F} = 20.203,04€$$

$$C_{evitato_EE} = 20.924,89 + 20.203,04 = 41.127,93€$$

Il ricavo ottenuto dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 1.833,342€$.

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto risulta:

$$C_{OM} = 4 \cdot 250 = 1.000,00€.$$

Il costo relativo al ritiro dedicato è:

$$C_{RID} = 161€$$

Il VAN con capitale proprio risulta essere: $VAN = 74.919,24 €$

Utilizzando un prestito, richiesto per tutto l'ammontare dell'investimento con durata ventennale, con $\beta = 0,087$ e rata $R = 29.250,42€$ si ottiene $VAN = 134.602,86 €$

Il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento è 16,02 anni, il $TIR = 12\%$ e $IR = 1,223$.

6.5.6.3 Impianto Fotovoltaico Potenza 400 kWp.

Questo caso rappresenta l'analisi economica dell'impianto realizzato considerando tutta la superficie sfruttabile che risulta essere pari a 3500 m^2 .

L'investimento iniziale, anche in questo caso, è dato dal costo dell'impianto fotovoltaico più la struttura di pensiline:

$$I_{IFV} = 673.750,00 \text{ €}$$

di cui 217.500€ rappresentano il costo delle pensiline.

Il costo evitato di energia elettrica è $C_{evitato_EE} = 66.902,68\text{€}$.

Il ricavo dal ritiro dedicato è $R_{RID} = 2.933,348\text{€}$.

Il costo relativo alla manutenzione dell'impianto è $C_{OM} = 1.600,00\text{€}$.

Il costo relativo al ritiro dedicato è $C_{RID} = 251\text{€}$

Il VAN con capitale proprio risulta essere 13.129,75 €.

Con il prestito di rata $R = 58.740,60\text{€}$ si ottiene un $VAN = 132.983,15 \text{ €}$.

Il tempo di recupero è pari a 23,12 anni, il $TIR = 9\%$ e $IR = 1,019$. Questo progetto rappresenta la soluzione limite dal punto di vista economico.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO						
			11 Pensiline Multiple + Tetto	Tetto	Pensiline + Tetto	
IMPIANTO						
	Potenza	kWp	250	180	250	400
	Superficie	m2	2000	1500	3491,6	3491,6
	Irraggiamento	kWh/m2	1700	1700	1700	1700
FABBISOGNO AZIENDA						
	Energia Elettrica	MWh	4751,563	4751,563	4751,563	4751,563
PRODUZIONE IMPIANTO ENERIGA ELETTRICA						
	Tot Generata	MWh	324,199	233,423	324,199	518,718
	Autoconsumata	MWh	277,190	199,577	277,190	443,504
	Ceduta	MWh	47,009	33,846	47,009	75,214
VALUTAZIONE ECONOMICA						
	DSPB	anni	16,021	10,449	27,068	23,123
	TIR	%	12%	16%	7%	9%
	IR		1,223	1,569	0,858	1,019
	VAN CAP PROPRIO		€ 74.919,24	€ 112.744,19	-€ 72.158,65	€ 13.129,75
	VAN PRESTITO		€ 134.602,86	€ 147.968,55	€ 18.343,63	€ 132.983,15

Figura 6.17 Riepilogo impianto fotovoltaico

Confrontando questi impianti, il migliore dal punto di vista economico risulta essere quello da installare solo sulla superficie adibita a tetto (impianto da $180kWp$). Soltanto il caso riguardante l'installazione dell'impianto sulle pensiline non risulta conveniente in quanto il VAN appare negativo. Questo risultato è giustificabile dal fatto che il costo delle pensiline, vista la piccola superficie a disposizione dei parcheggi, risulta in proporzione troppo oneroso. Si deve tenere conto del fatto che tale analisi economica è stata fatta considerando i prezzi unitari di listino delle pensiline, ma non è da escludere la possibilità che la ditta fornitrice applichi una riduzione del prezzo per questa determinata fornitura.

7 Conclusioni.

In questa tesi sono stati analizzati diversi interventi di efficientamento energetico applicati ad un particolare ambito aziendale.

Nella fase iniziale dello studio sono stati ricavati i profili di potenza termica ed elettrica dell'azienda, dai quali è stato possibile ottenere le rispettive *cumulate potenza-ore*. Partendo da queste cumulate è stato possibile effettuare il dimensionamento degli impianti. Ad eccezione dell'impianto fotovoltaico la cumulata termica ha permesso di individuare la taglia degli impianti che più si adattano al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'azienda.

Successivamente alla fase di dimensionamento, è stata eseguita un'analisi economica sulle varie soluzioni impiantistiche, ed è proprio su di essa che si basa la scelta finale dei progetti che dovrebbero essere adottati. L'azienda ha intrapreso negli anni una politica volta all'efficientamento energetico impegnandosi nella riduzione dei consumi elettrici, ma tuttora presenta ancora delle opportunità sulle quali è possibile fare investimenti redditizi.

Dall'analisi dei dati sui consumi aziendali, il processo di stampa rotativa (Lithoman) è risultato essere il più energivoro. Concentrando lo studio su questo processo è emersa la possibilità di effettuare un intervento di recupero dell'energia termica dai forni delle macchine. Tale lavoro è stato fatto basandosi su un'analisi dei fumi eseguita in maniera semplificata. A tal riguardo sarebbe necessario effettuare uno studio più dettagliato basato su delle effettive misure sperimentali sui camini delle Lithoman. Con i dati a disposizione, il progetto sul recupero termico più conveniente è risultato quello che vede l'utilizzo del recuperatore HTA accoppiato ad un assorbitore da 556 kWf (Century AR-D170L2) [Tranchita, 2018].

Analizzando i sistemi cogenerativi, la soluzione più redditizia è risultata essere quella dimensionata per il soddisfacimento del fabbisogno termico dell'intero stabilimento dovuto alle due centrali termiche. Nel dettaglio questa soluzione adopera un motore "Tedom Cento 330".

In riferimento alla trigenerazione, la migliore soluzione in termini economici è costituita dalle seguenti unità:

- Tedom Cento L330 e Century AR-D85L2;
- Tedom Cento L230 e Century AR-D60L2.

Tale progetto è risultato, tra tutti quelli cogenerativi e trigenerativi, il più redditizio.

Per la definizione del costo dei cogeneratori è stata utilizzata una funzione logaritmica poiché non è stato possibile ottenere un preventivo sul costo reale degli impianti. Anche per la definizione del costo di alcuni assorbitori è stato necessario adoperare la stessa metodologia di previsione.

Si è notato dalle prove effettuate che aumentando la potenza degli impianti aumenta la produzione dell'energia elettrica e termica ma non sempre il ritorno economico dell'investimento. Infatti, molte soluzioni, pur garantendo una copertura della domanda energetica, sono state scartate a vantaggio di impianti di potenza minore.

Adottando questi sistemi è possibile stipulare contratti di fornitura sul gas naturale più convenienti, in quanto ai consumi di gas naturale dell'azienda si sommano quelli necessari ad alimentare i motori dei relativi cogeneratori.

In generale, questo tipo di impianti (cogeneratore e trigeneratore) permette all'azienda di trarre un doppio vantaggio: il primo derivante dal risparmio sui consumi termici ed elettrici, ed il secondo dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica non autoconsumata.

Riguardo allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, l'impianto fotovoltaico più redditizio risulta quello realizzato sulla sola superficie del tetto del vecchio capannone con una potenza di 180 *kWp*. Gli altri impianti non hanno portato a risultati economicamente rilevanti. Come ipotesi per progetti futuri si potrebbe prendere in considerazione il dimensionamento di un impianto di *solar cooling* o *solar water heating*.

In definitiva dalle analisi effettuate, è emerso che le soluzioni più opportune da attuare sono:

- soluzione trigenerativa, che presenta un VAN con prestito di circa 1,4 *mln*€;
- soluzione costituita dal recuperatore accoppiato ad un cogeneratore dimensionato per il fabbisogno termico della "CT2". Tale soluzione permette di ottenere un VAN con prestito rispettivamente di 1,2 *mln*€ per il recuperatore e di 400 *mila*€ per il cogeneratore. Questa possibilità è fattibile in quanto il recuperatore va a coprire il fabbisogno termico del nuovo capannone e dell'impianto frigo mentre il cogeneratore va a coprire il fabbisogno termico del vecchio capannone [Tranchita, 2018].

Utilizzando la prima soluzione l'azienda potrebbe eliminare un gruppo frigo e sostituire la centrale termica "CT2" con una di potenza inferiore e più efficiente. Se si adotta la seconda soluzione, è possibile eliminare i due gruppo frigo di capacità minore e ridurre la potenza termica di entrambe le caldaie.

Questi sistemi, a cui si aggiungono anche quelli dimensionati per la sola cogenerazione, permettono di risparmiare tep e migliorare i consumi energetici. Tale miglioramento dei consumi permette una riduzione delle emissioni inquinanti.

Parte del lavoro di questa tesi è basato sull'applicazione delle normative riguardanti la cogenerazione, e la vendita dell'energia. Questo passaggio è stato fondamentale per la definizione dell'analisi economica, in quanto ha permesso di definire il numero di titoli di efficienza energetica a cui l'azienda ha diritto.

Le principali ipotesi assunte nell'analisi economica sono:

- durata dell'investimento pari alla vita utile dei relativi impianti;
- aliquota fiscale pari alla somma di IRES +IRAP (relative al 2017);
- tasso prestito: $i_p = 6\%$;
- tasso investimento: $i = 8\%$.

Nell'analisi dei consumi si è riscontrata la mancanza di dati per determinati intervalli di tempo, dovuti ad errori del sistema di misura. È stato quindi necessario procedere alla previsione di tali dati mediante regressione lineare, come ad esempio è stato fatto per l'impianto frigo. L'utilizzo della regressione lineare è servita anche per ottenere una previsione giornaliera del consumo di gas naturale della centrale termica "CT2", la quale non rientra nel sistema di misura aziendale.

Nella costruzione dei modelli si è cercato di mantenere un procedimento il più possibile generale e ripetibile. Questi modelli rappresentano uno strumento che l'azienda potrebbe utilizzare per monitorare i propri consumi in base alla produzione e, se lo ritenesse opportuno, adoperarlo come riferimento per la valutazione di investimenti futuri.

8 Bibliografia

CMT. 2009. *www.cmtclima.com.* 2009.

ENEA. *www.enea.it.*

GSE. *Regole Tecniche: determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'art 12 dell'allegato A alla delibera 570/2012/R/efr e s.m.i .*

GSE. 2017. *Ritiro Dedicato dell'energia elettrica Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti.* 2017.

Mancò, Salvatore et al. 2017. *Dispense del corso di Gestione dei Sistemi Energetici. Epics : s.n.,* 2017.

Mancò, Salvatore. 2017. *Dispense del corso di Gestione dei sistemi Energetici.* 2017

MISE. 2012. *Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 05/09/2011 (CAR).* 2012.

PVGSIS. *http://re.jrc.ec.europa.eu/pygis.html.*

Regione Piemonte. *http://www.regione.piemonte.it/tributi/aliquote.htm.*

Tedom. *http://cogeneration.tedom.com/.*

TUIR. *Tuir Titolo II-Capo I- Art. 77.*

Tranchita, Vincenzo. 2018. *Analisi tecnica ed economica di interventi di efficientamento energetico applicati al settore della stampa industriale.* Prossima Tesi di Laurea, Politecnico di Torino 2018.