

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL
TERRITORIO**

*Dipartimento di Ingegneria Chimica, Mineraria e delle Tecnologie
Ambientali*

TESI DI LAUREA

in
Ecologia Industriale LS

**VALUTAZIONE DI IPOTESI DI UPGRADING DEL
SISTEMA COGENERATIVO DI UNO
STABILIMENTO CERAMICO**

CANDIDATO
Michele Castellari

RELATORE:
Prof. Ing. Francesco Santarelli

Anno Accademico: 2011/12

Sessione II

Introduzione	1
CAPITOLO 1 <i>La cogenerazione: cenni tecnologici</i>	
1.1 I principi basi del funzionamento del processo cogenerativo	3
1.2 Principali tecnologie impiantistiche	7
1.3 I sistemi di cogenerazione negli impianti ceramici	15
1.4 Soluzioni impiantistiche adottate in campo ceramico: accoppiamento cogeneratore-atomizzatore	19
CAPITOLO 2 <i>Il parco impianti di cogenerazione della Cooperativa Ceramica d'Imola</i>	
2.1 Storia delle scelte progettuali attuate dalla Cooperativa Ceramica d'Imola	22
2.2 Scenario attuale del parco impianti di cogenerazione installati	28
2.3 Problematiche degli attuali impianti di cogenerazione	31
CAPITOLO 3 <i>Gli impianti cogenerativi di "via Correcchio"</i>	
3.1 Considerazioni sullo stato attuale del parco impianti installato in via Correcchio	34
3.2 Ipotesi impiantistiche per l'ammodernamento sostituzione del parco impianti	40
3.3 Analisi qualitativa delle ipotesi impiantistiche	43
CAPITOLO 4 <i>Analisi energetico ambientali dell'impianto</i>	
4.1 Analisi preliminari dei fabbisogni energetici dell'impianto	46
4.2 Dati storici disponibili per l'analisi dello stato di fatto	50
4.3 Elaborazione dei dati raccolti	55

CAPITOLO 5 <i>Prestazioni energetiche delle ipotesi sostitutive</i>	
5.1 Modalità operative considerate per il confronto	67
5.2 Confronto delle ipotesi sostitutive	70
5.3 Presentazione e commento dei risultati	74
CAPITOLO 6 <i>Conclusioni</i>	103
Ringraziamenti	108
Bibliografia	110

INTRODUZIONE

All'interno dello scenario mondiale sia in termini di opinione pubblica che in ambito industriale vi è un crescente interesse per le pratiche di efficienza energetica. Gli interventi di efficientamento si pongono come obiettivo quello di razionalizzare l'uso dell'energia evitandone gli sprechi. Numerose sono le azioni realizzabili tra queste troviamo la cogenerazione, la quale soprattutto in ambito industriale trova ampi campi di applicabilità con buoni risultati.

Un impianto di cogenerazione consente di generare energia elettrica e energia termica a partire da un combustibile nel luogo stesso ove ve ne sia il bisogno.

La generazione distribuita consente di ridurre gli sprechi conseguenti al trasporto dell'energia elettrica attraverso la rete ed inoltre se contestualmente è presente un fabbisogno termico è possibile recuperare un'energia che altrimenti andrebbe dispersa, cosa spesso che avviene nei grandi centri di generazione elettrica.

Uno dei settori che negli anni ha acquisito un know-how specifico per l'utilizzo dei gruppi cogenerativi all'interno del proprio processo produttivo è il settore dell'industria ceramica. Ad oggi numerose realtà industriali del settore sfruttano la cogenerazione accoppiandola agli atomizzatori presenti negli impianti produttivi.

La Cooperativa Ceramica d'Imola è una di queste realtà industriali, all'interno degli stabilimenti produttivi sono installati diversi gruppi di cogenerazione sfruttati per fornire energia termica al ciclo produttivo.

I primi impianti cogenerativi ad essere installati furono quelli predisposti presso il sito di "Via Correcchio" nella prima metà degli anni novanta; ad oggi tali impianti risultano a fine vita e l'azienda sta valutando le ipotesi per la loro sostituzione.

Scopo di quest'elaborato è quello di comparare le diverse soluzioni impiantistiche ipotizzate dai tecnici dell'azienda e di valutarne le potenzialità e le eventuali criticità.

Al fine di conoscere gli aspetti principali del sistema che si intendeva studiare e di reperire i dati necessari per l'analisi si è effettuato un tirocinio presso gli impianti aziendali.

I dati ottenuti sono stati elaborati per raggiungerne la coerenza temporale, successivamente è stato possibile fotografare lo stato attuale degli impianti individuandone l'efficienza.

Noto lo stato di fatto dei gruppi di cogenerazione si sono analizzate le ipotesi sostitutive, ed in particolare la loro risposta a seconda delle diverse ipotesi di gestione degli impianti. Giungendo ad individuare tra le ipotesi previste quella che consenta i maggiori benefici sia in termini ambientali che economici.

CAPITOLO 1

La cogenerazione: cenni tecnologici

1.1 I principi basi del funzionamento del processo cogenerativo

Un sistema cogenerativo è innanzitutto un sistema di autoproduzione dell'energia e come tale è definito come qualunque impianto in grado di produrre l'energia elettrica o meccanica richiesta, direttamente nel luogo dove è installato.

Un impianto di autoproduzione si può definire di cogenerazione quanto combini un recupero dell'energia termica di scarto alla produzione dell'energia richiesta. Il recupero di quest'energia termica che altrimenti sarebbe dispersa può trovare impiego in impianti centralizzati di distribuzione del calore per il riscaldamento delle abitazioni (teleriscaldamento) o per applicazioni industriali (caso oggetto di studio). L'impianto di cogenerazione si compone di un motore primo, di un alternatore per la produzione di energia elettrica e di un apparato di recupero dell'energia termica di scarto. Oltre alla produzione di energia elettrica o meccanica si può avere direttamente l'autoproduzione di energia frigorifera; impianti di questo tipo si definiscono Total Energy Systems o Sistemi a Energia Totale (SET).

I benefici ambientali della cogenerazione sono principalmente dovuti ad una minore emissione in atmosfera di gas serra e di altri inquinanti, grazie al ridotto consumo di carburante rispetto ai sistemi tradizionali, tra il 20% ed il 30% di emissioni in meno, a seconda dell'impianto e del combustibile utilizzato. Per avere un'idea dell'entità delle emissioni evitabili, si pensi che, per produrre un kWh di energia elettrica con un impianto di cogenerazione alimentato a metano, si risparmiano circa 450 grammi di CO₂ rispetto a un sistema tradizionale per la produzione separata. Ad un minor consumo di combustibili corrisponde, ovviamente, anche una riduzione delle spese, che consente di

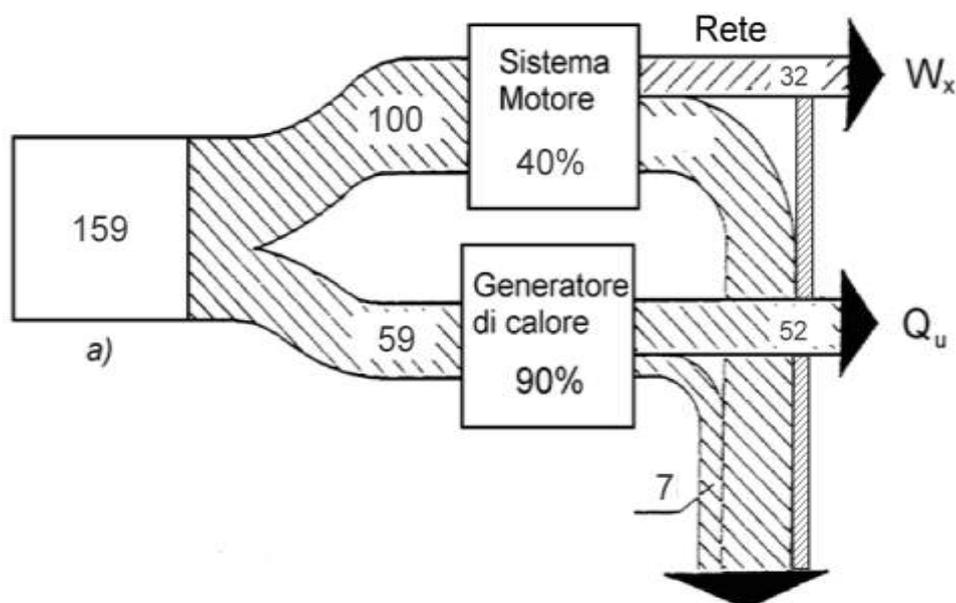
ammortizzare l'impianto in pochi anni, tempo variabile a seconda delle dimensioni e delle caratteristiche del sistema installato. Affinché l'investimento sostenuto per la sua realizzazione sia effettivamente conveniente, però si devono garantire due importanti requisiti:

- la domanda di calore soddisfatta dall'impianto deve essere a bassa temperatura. La convenienza si riduce con l'aumentare della temperatura richiesta, a meno che non si tratti di esigenze specifiche industriali dello stesso sito in cui avviene la produzione combinata;
- dal momento che l'energia elettrica non è accumulabile e il calore lo è relativamente, ma a costi elevati, la cogenerazione è proponibile soprattutto quando le due domande sono contemporanee e si manifestano nello stesso luogo, trasmettere il calore a grande distanza è tecnicamente ed economicamente oneroso, a causa dell'elevata dissipazione che si avrebbe durante la trasmissione. Oltre al fattore ambientale ed economico, non si può trascurare la componente strategica: i sistemi di cogenerazione consentono di risparmiare energia primaria e in un paese come l'Italia, fortemente dipendente dall'approvvigionamento estero di combustibili fossili, la riduzione dei consumi di energia primaria è la prima strada verso la sostenibilità del sistema energetico nazionale e come tale deve essere valorizzata e incentivata.

L'idea di cogenerazione non è un concetto tecnologico recente, vi sono prove della sua applicazione industriale già nel 1930, ma la sua diffusione si deve al rinnovato interesse per l'efficienza energetica rifiorito su scala globale in seguito alla crisi petrolifera del 1973. Da allora si sono succeduti diversi scenari politico normativi il cui effetto generale è stato quello di rallentare lo sviluppo di questa tecnologia sul territorio nazionale. Negli anni '90 lo scenario cambia in seguito al recepimento da parte dello stato italiano della direttiva comunitaria nota con il nome di "Piano d'azione per la produzione dell'efficienza

energetica nella Comunità Europea” che punta a raddoppiare la quota di autoproduzione (da fonti rinnovabili o assimilate) in tutti gli stati membri, ponendo come obiettivo il raggiungimento della soglia del 18% entro il 2010. Questo provvedimento ha dato nuovo slancio al mercato degli impianti di cogenerazione che hanno trovato più ampia diffusione.

Per contestualizzare l'importanza della tecnologia cogenerativa, ricordiamo che il rendimento di produzione dell'energia elettrica delle centrali italiane è mediamente pari al 35%-40%, mentre supera il 50% nelle nuove centrali a ciclo combinato, che però sono in numero limitato. Quindi, da 100 unità di energia introdotte nel sistema come combustibile, si producono circa 40 unità di energia elettrica. La rete di distribuzione ha, a sua volta, un'efficienza inferiore all'unità per cui, delle iniziali 100 unità energetiche, all'utente arrivano solamente 30-32 unità elettriche. In questi impianti l'energia di raffreddamento del sistema viene generalmente dispersa, salvo rari casi di teleriscaldamento, e non utilizzata per alimentare utenze termiche. L'eventuale fabbisogno termico di utenze, anche relativamente vicine, viene invece soddisfatto localmente con una caldaia di cui possiamo supporre un rendimento energetico pari circa al 90%. Supponendo quindi di avere un'utenza che necessiti di 32 unità d'energia elettrica e di 52 unità di energia termica, avremo che per rispondere a tale richiesta dovremo impiegare 159 unità d'energia con un rendimento del 59%.



Se si considera invece il caso della cogenerazione, il calore di raffreddamento del motore e gran parte del calore dei fumi di scarico vengono recuperati e utilizzati per alimentare un'utenza termica (riscaldamento degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria). In questo modo il rendimento del sistema aumenta sensibilmente: per produrre 53 unità di energia termica e 32 unità elettriche sono necessarie solamente 100 unità di energia primaria con un rendimento del 85%.

Al fine di comprendere al meglio il problema e la sua futura discussione, è utile fare alcune considerazioni di carattere generale che ci consentono una corretta valutazione di un impianto cogenerativo sia dal punto di vista tecnico che economico:

- Un impianto cogenerativo ha un costo che è proporzionale alla potenza elettrica cogenerata. Quando un cogeneratore lavora parzialmente, il suo rendimento elettrico peggiora, mentre quello globale rimane sostanzialmente invariato.
- Lo smaltimento del calore prodotto è una pratica negativa, in particolare nelle utenze civili, in cui proprio dall'utilizzo del carico termico deriva il maggior risparmio.

Per quanto appena detto, il cogeneratore dovrebbe funzionare sempre a pieno carico: tutta l'energia elettrica dovrebbe essere utilizzata in proprio o venduta e l'energia termica non dovrebbe mai essere smaltita. Il cogeneratore infatti dovrebbe essere dimensionato in modo che la sua potenza termica recuperata (energia termica utile) venga totalmente utilizzata per almeno il 75% delle ore di attività del motore.

1.2 Principali tecnologie impiantistiche

Allo stato attuale, i motori disponibili per la cogenerazione sono di quattro tipologie:

- Motori alternativi a ciclo Otto e ciclo Diesel
- Turbine a gas
- Turbine a vapore
- Cicli combinati turbina a gas – turbina a vapore.

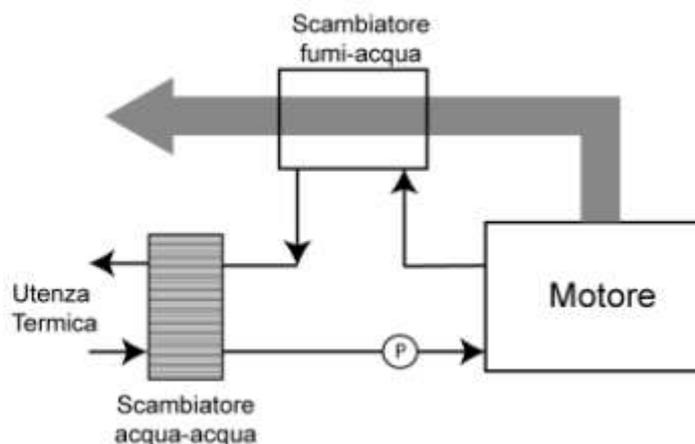
I motori alterativi hanno un campo di applicazione che va da qualche kW fino ai 10 MW, le turbine a gas da 0,5 MW fino ad oltre i 100 MW, le turbine a vapore a contropressione da 1MW a 30 MW, mentre le turbine a spillamento e cicli combinati trovano un'utilizzazione solamente a partire da potenze superiori ai 30 MW.

Si presentano ora in modo sintetico le tipologie impiantistiche appena elencate:

Motori endotermici alternativi

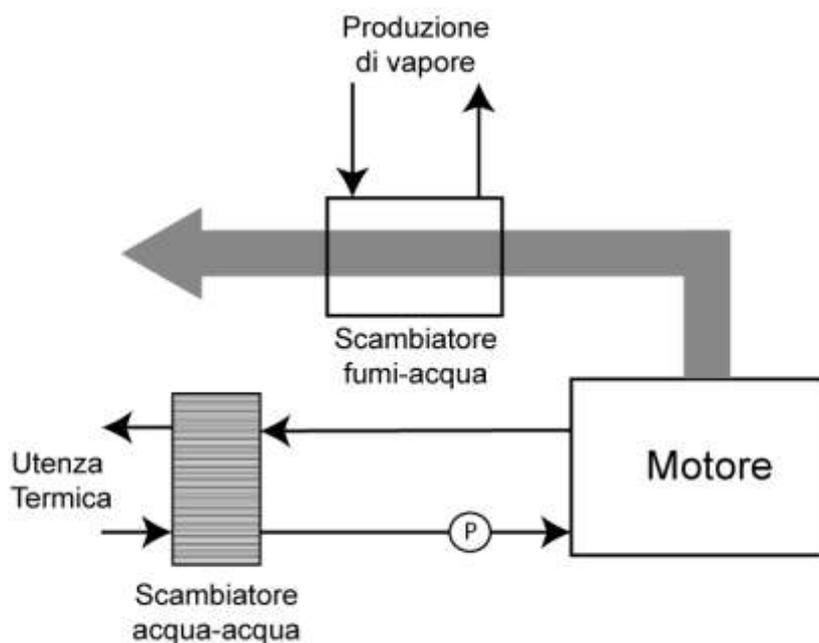
Nei sistemi di autoproduzione dell'energia, i motori più utilizzati sono quelli endotermici basati sui cicli Otto e Diesel. Mentre nel settore automobilistico i combustibili utilizzati in questi motori sono rispettivamente la benzina e il gasolio, in campo cogenerativo si usano combustibili diversi quali metano, biogas, syngas (derivato da pirolisi industriali), oli pesanti.

Il ciclo Otto è il ciclo di riferimento per i motori a benzina ed è uno dei più utilizzati in campo cogenerativo: i valori di rendimento che si ottengono normalmente in un ciclo reale sono compresi tra il 22% e il 35%, nettamente inferiori rispetto ai valori ottenibili con il ciclo Diesel. I motori a ciclo Otto possono essere alimentati a metano, a GPL o a biogas.



Il circuito di raffreddamento del motore è chiuso e la pompa P è separata dal motore. In uscita dal motore, l'acqua passa per lo scambiatore fumi - acqua, poi nello scambiatore acqua – acqua dove cede calore alle utenze termiche servite.

Se necessario disporre di energia termica a due livelli diversi di temperatura, uno attorno ai 80-90°C e uno a temperatura maggiore, per produrre vapore o acqua surriscaldata si può usare la seguente configurazione.



Il primo livello termico si ottiene dal raffreddamento del motore, mentre il secondo si ottiene recuperando calore dai fumi di scarico.

Sono possibili combinazioni miste tra questi schemi presentati per impieghi industriali specifici.

Turbine a gas

Le turbine a gas si prestano bene alle applicazioni cogenerative. Si tratta di macchine a flusso continuo con fluido comprimibile che può operare sia a ciclo aperto che a ciclo chiuso. Va osservato che la turbina a gas, nella versione per impianti di terra (*heavy duty*) non raggiunge rendimenti paragonabili agli impianti a vapore o con motori diesel, ma presenta alcuni vantaggi (rapidità di messa in marcia e variabilità del carico) che la fanno preferire per impianti di produzione di energia elettrica con carichi di punta.

Nelle installazioni *heavy duty* è possibile modificare il ciclo termodinamico di base con rigenerazioni termiche, intercooler ed altri accorgimenti tecnici che rendono la turbina a gas alimentabile con calori di scarto e pertanto conveniente anche per i carichi di base. Tra i pregi si citano:

- Accettabile costo di investimento;
- Basso rapporto massa/potenza;
- Semplicità costruttiva;
- Potenza unitaria elevata (fino a 200 MW);
- Avvio rapido;
- Non necessita di acqua di raffreddamento.

Per contro si hanno alcuni difetti che qui si riportano:

- Basso rendimento elettrico;
- Necessita di combustibili di elevata qualità;
- Vita limitata di alcuni componenti;
- Necessita di manutenzione frequente.

Il rendimento della turbina a ciclo aperto ha valori medi dell'ordine del 30% nel caso di ciclo Bryton semplice e del 35% nel caso di ciclo rigenerativo. Si tratta comunque di rendimenti più bassi rispetto sia ai cicli a vapore, sia ai motori endotermici a ciclo Diesel di potenza

elevata. Negli impianti di grande potenza le turbine a gas sono utilizzate nei cicli combinati.

Per completezza, si ricorda che esistono diversi tipi di turbine che trovano applicazione nell'ambito della cogenerazione:

- Turbine assiali o turbine radiali
- Turbine a gas con ciclo di rigenerazione
- Microturbina a rigenerazione

Queste tipologie impiantistiche differiscono tra loro sia per le soluzioni tecnologiche impiegate, sia per i diversi campi d'applicazione.

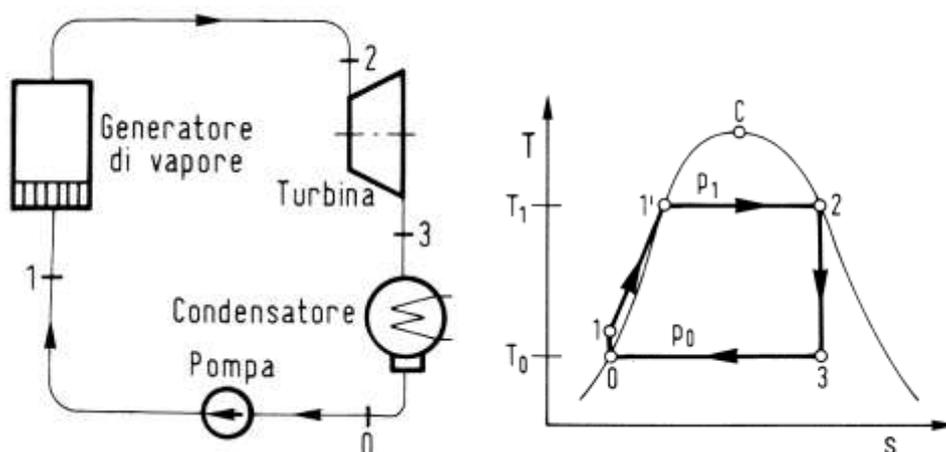
Turbine a vapore

Le turbine a vapore sono ottimi motori primi per gli impianti di cogenerazione. I loro pregi sono:

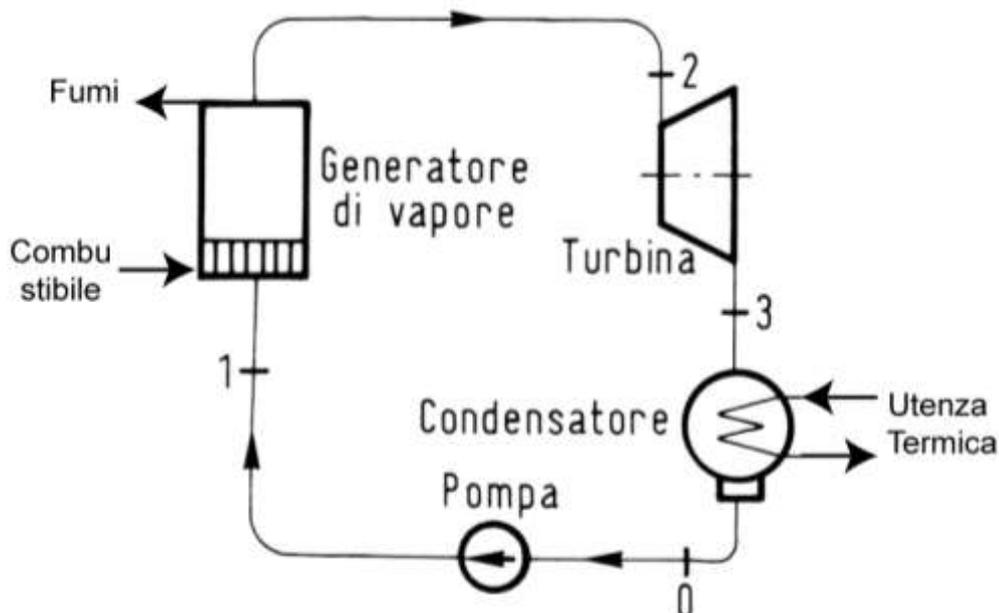
- Possono utilizzare qualunque tipo di combustibile, dal momento che il vapore è prodotto in una caldaia esterna.
- Hanno elevata affidabilità, facilità di conduzione e manutenzione.
- Hanno bassi consumi specifici per la produzione di elettricità.

Per contro consentono poca elasticità nella variazione del carico.

La turbina a vapore utilizza il vapore come fluido di lavoro, attualmente in tutte le centrali termoelettriche di elevata potenza (anche di alcune centinaia di MW) sono impiegate turbine a condensazione in ciclo Rankine.



Negli impianti con turbina a vapore in caso si voglia produrre anche energia termica conviene utilizzare dei sistemi leggermente diversi. Un primo sistema cogenerativo è quello con turbina a vapore a contropressione, mostrato nella figura seguente.



Il vapore prodotto in caldaia espande in turbina fino ad un livello di pressione e temperatura compatibile con quanto richiesto dall'utenza termica. Lo schema funzionale è simile a quello mostrato precedentemente, con la sola differenza che il condensatore diventa ora un recuperatore di calore per le utenze termiche. La pressione in uscita dalla turbina risulta superiore a quella prevista per la sola produzione di energia elettrica, tanto più quanto è il livello termico richiesto dalle utenze. Di conseguenza le turbine a contropressione presentano un minor rendimento nella produzione dell'energia elettrica.

Si può prevedere anche un altro sistema per il recupero termico in cui il vapore viene prelevato dalla turbina in due stadi diversi ed il recuperatore è installato in parallelo rispetto al condensatore.

Cicli combinati

Per migliorare il rendimento di produzione dell'energia elettrica è possibile unire una turbina a gas e una a vapore, creando il ciclo combinato.

L'impianto di produzione è diviso in due sezioni distinte: la turbina a gas è in funzione, ed il vapore di funzionamento della turbina a vapore viene prodotto recuperando il calore dei fumi di scarico del turbogas.

In questo modo si ottengono rendimenti elettrici anche dell'ordine del 55%, nel caso di impianti di sola produzione elettrica, compresi tra il 40 e il 50% in caso di sistemi cogenerativi.

Il recupero del calore, oltre che dal vapore in uscita dalla turbina a vapore, si può ottenere anche da un ulteriore recupero dai fumi di scarico a valle del recuperatore di produzione del vapore.

Nonostante l'idea di base dei cicli combinati sia nota da lungo tempo, la realizzazione industriale di tali impianti è molto recente, perchè subordinata allo sviluppo tecnologico della turbina a gas. Le prime applicazioni dei cicli risalgono agli anni '60, ma non ebbero grande diffusione a causa degli allora scarsi rendimenti delle turbine.

La situazione è radicalmente cambiata solo con il recente avvento (anni '80) delle turbine a gas industriali di seconda generazione, con rendimenti elettrici superiori al 30 %. Le moderne centrali a ciclo combinato hanno rendimento superiore al 55%.

Oltre ai pregi dell'elevato rendimento gli impianti combinati hanno altri vantaggi di carattere economico e funzionale, in particolare:

- Rendimenti elettrici elevati anche a carichi parziali
- Alta flessibilità d'esercizio
- Avviamenti giornalieri
- Ridotto impatto ambientale
- Bassi costi di installazione, esercizio, manutenzione
- Possibilità di utilizzare diversi combustibili
- Elevata affidabilità
- Tempi brevi di costruzione e installazione.

A questo punto si può effettuare un confronto tra i motori primi per cogenerazione.

Innanzitutto non tutti i motori sono adatti per le varie applicazioni. La cogenerazione può spaziare da potenze elettriche di pochi kW fino alle centinaia di MW. Ogni tipologia di motore primo ha il suo preciso campo di applicazione. In generale si può notare che il rendimento elettrico aumenta all'aumentare della taglia per tutti i tipi di motore. Di conseguenza, concentrare la produzione di energia potrebbe permettere dei risparmi energetici importanti, se non fosse per le perdite di carico della rete di distribuzione: più si concentra la produzione maggiore deve essere la lunghezza della trasmissione.

Per la cogenerazione di piccola e media taglia, inferiore ai 2 MW, le uniche alternative possibili sono i motori endotermici alternativi e le turbine a gas. Le turbine a vapore a controcompressione sono utilizzate solo nell'industria e trovano una giustificazione al loro basso rendimento elettrico solo laddove il carico termico richiesto sia effettivamente elevato.

Per potenze ancora maggiori sono le turbine a vapore a spillamento, e ancora di più i cicli combinati, a presentare i risultati migliori.

Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione è il livello termico al quale può essere fornito il calore.

1.3 I sistemi di cogenerazione negli impianti ceramici

Il processo produttivo ceramico si compone di numerose fasi che vengono generalmente svolte in uno stesso stabilimento e che portano alla realizzazione di un prodotto finito partendo dalla stessa materia prima.

Per comprendere in che modo sia possibile applicare la cogenerazione all'interno di un impianto ceramico, si riporta una breve descrizione del processo di trasformazione e lavorazione subito dalle materie prime.

Le materie prime utilizzate sono principalmente composte da argille di tipo plastico, da argille di tipo china-clay, da sabbie, conservate all'interno dello stabilimento e che vengono tra loro miscelate per dare la "ricetta" dell'impasto da preparare. Una volta miscelate, le materie prime subiscono una macinazione che viene svolta mediante mulini che può avvenire sia ad umido che a secco. Nel caso di macinazione ad umido si ottiene un preparato con tasso di umidità pari al 32-34% chiamato barbottina.

La barbottina proviene dalle vasche di stoccaggio e viene inviata all'atomizzatore; qui viene iniettata ad alta pressione (25-30 atm), attraverso particolari ugelli nebulizzatori, all'interno dell'atomizzatore ove viene a contatto con una corrente di aria calda (alla temperatura di 500-600°C), prodotta da appositi generatori di calore. Nell'atomizzatore ha luogo quindi un'evaporazione pressoché istantanea dell'acqua che permette di ottenere granuli a forma tondeggianti, ad umidità (5-6%) e distribuzione granulometrica adatte per la pressatura.

Tali "polveri" vengono estratte dalla parte inferiore della camera di essiccamento dell'atomizzatore ed inviate ai silos di stoccaggio, da cui verranno successivamente prelevate per essere inviate al dosaggio e pressatura.

Il dosaggio delle polveri atomizzate e la relativa pesatura sono attentamente controllati e dopo essere state miscelate vengono nuovamente stoccate in silos per alimentare le tramogge delle presse.

La compattazione elevata delle polveri produce un forte addensamento del corpo ceramico che contribuisce a contenere il ritiro e riduce fortemente la porosità sul cotto.

Il materiale pressato viene inviato ad essiccamento che avviene in essiccatoi che possono avere varie forme, tendenzialmente di tipo verticale; la durata della permanenza nell'essiccatoio è in funzione del formato e dello spessore del prodotto ed ha lo scopo di eliminare l'umidità residua all'interno delle piastrelle.

Le linee di pressatura ed essiccazione sono seguite dalle linee di smaltatura mediante le quali viene applicato il disegno estetico dei prodotti, una volta smaltato il prodotto viene inviato a cottura.

Con la cottura si raggiunge la vetrificazione della massa ceramica e la stabilità dimensionale della piastrella. I cicli di cottura variano a seconda dei formati e gli spessori (circa un'ora). La temperatura massima di cottura varia da 1200 a 1225 °C in funzione della composizione dell'impasto e dalla compattezza delle polveri.

Una volta raffreddato il prodotto può essere sottoposto ad operazioni di rettifica che ne aumentano il valore garantendone l'omogeneità, il materiale può anche essere sottoposto a trattamenti specifici e da ultimo viene sottoposto a "scelta": in questa fase il materiale viene selezionato e suddiviso secondo criteri di qualità.

Come appare evidente dal ciclo produttivo appena descritto, il settore dell'industria ceramica è estremamente energivoro sia in termini di energia elettrica che di energia termica. Sono numerosi infatti i casi di aziende del settore che hanno scelto di installare presso i propri stabilimenti gruppi cogenerativi, come dimostrano i dati riportati nella seguente tabella.

Attività economica	Potenza totale installata (MW)
Istruzione	0,2
Case di riposo e simili	0,3
Fabbricazione mobili	0,4
Alberghi e ristoranti	0,4
Prodotti in metallo	1,0
Industria vetro	1,0
Impianti sportivi	1,4
Commercio	3,1
Concerie	6,1
Industria tessile	6,1
Articoli in gomma e mat. plastiche	11,1
Ospedali	20,6
Industria elettronica	27,0
Lavorazione legno	45,7
Industria ceramica	76,8
Trasporti aerei	80,5
Industria automobilistica	133,6
Industria alimentare	184,4
Industria cartaria	747,0
Riscaldamento e teleriscald.	1.292,3
Raffinazione del petrolio	1.970,0
Industria chimica e petrolchimica	2.018,3
Non noto	2.401,7

Tabella 2. Potenza installata di CAR per le principali attività economiche (anno 2009)

¹

Si può notare che la potenza installata nell'industria ceramica è pari 76,8 MW si consideri inoltre che tale dato si riferisce ai soli impianti CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento): è quindi facile intuire come da questo censimento siano esclusi impianti installati nei primi anni novanta, ma ancora oggi in funzione.

Consideriamo ora un altro dato: la potenza media installata nei vari settori: tale valore, per quanto incompleto, anche in questo caso si riferisce ai soli impianti CAR, ci fornisce una chiara indicazione sulle tipologie di impianti installati presso gli impianti ceramici.

¹ Gestione energia febbraio 2011

Attività economica	Potenza media installata (MW)
Case di riposo e simili	0,1
Impianti sportivi	0,1
Alberghi e ristoranti	0,1
Istruzione	0,2
Fabbricazione mobili	0,4
Commercio	0,8
Prodotti in metallo	1,0
Industria vetro	1,0
Ospedali	1,4
Industria tessile	1,5
Articoli in gomma e mat. plastiche	2,8
Industria ceramica	3,8
Concerie	6,1
Industria elettronica	9,0
Industria alimentare	9,2
Lavorazione legno	11,4
Non noto	13,1
Riscaldamento e teleriscald.	19,3
Industria cartaria	20,2
Industria automobilistica	33,4
Trasporti aerei	40,3
Industria chimica e petrolchimica	96,1
Raffinazione del petrolio	179,1

Tabella 1. Taglia media delle sezioni di CAR per alcune categorie di attività economica (anno 2009)

²

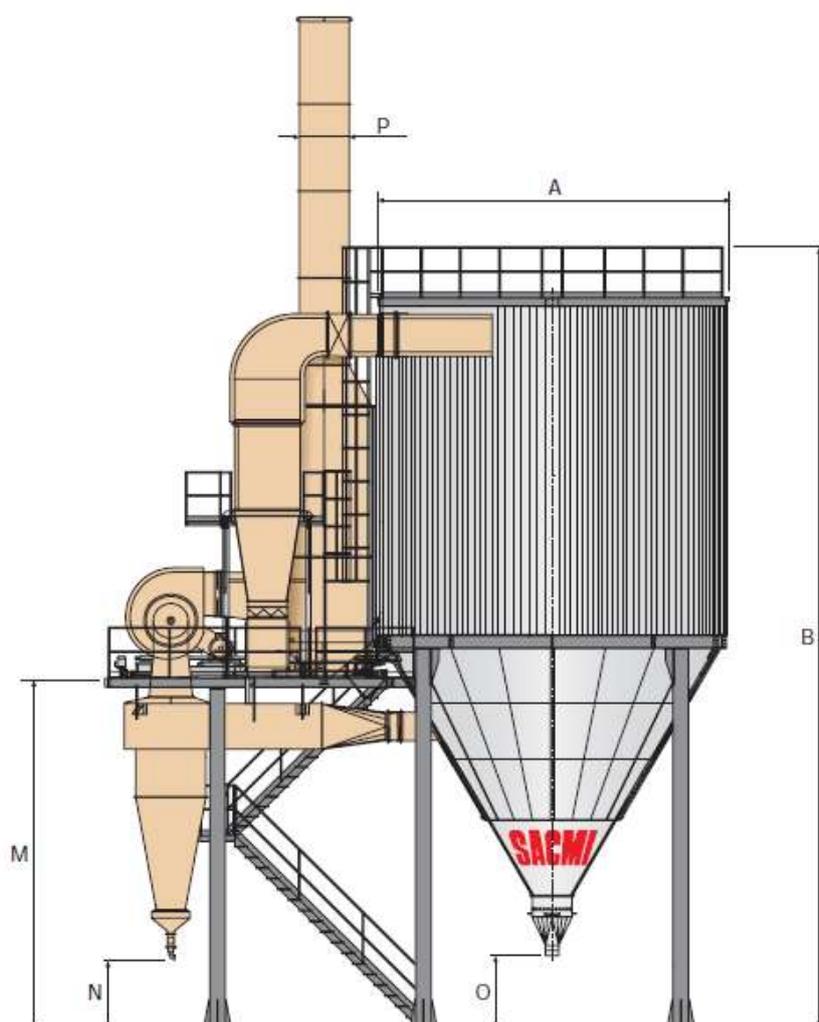
Una potenza media installata pari a 3,8 MW ci indica che la tipologia di impianti principalmente installati presso gli impianti ceramici sono i motori endotermici alternativi e le turbine a gas.

² Gestione energia febbraio 2011

1.4 Soluzioni impiantistiche adottate in campo ceramico: accoppiamento cogeneratore-atomizzatore

Come illustrato nei paragrafi precedenti, ad un impianto che presenti contemporaneamente sia un fabbisogno di energia elettrica che di energia termica può essere ben accoppiato un impianto cogenerativo. Gli stabilimenti ceramici rappresentano uno dei casi forse più evidenti di come questa tecnologia possa trovare buone applicazioni in campo industriali.

All'interno del ciclo produttivo dell'industria ceramica, precedentemente descritto, vi sono numerose utenze che presentano fabbisogni termici di certo non trascurabili, tuttavia negli anni si è consolidata la prassi di accoppiare il gruppo cogenerativo con l'atomizzatore.



La forma dell'atomizzatore è simile a quella di un ciclone per polveri di scala più grande, il principio di funzionamento che lo contraddistingue si basa sulla nebulizzazione di una corrente acquosa, nel caso degli impianti ceramici la barbotina, che incontra una corrente ad alta temperatura. La nebulizzazione ha l'effetto di aumentare in modo considerevole la superficie di scambio termico utile, consentendo un'evaporazione praticamente istantanea dell'acqua contenuta nelle goccioline in sospensione; come risultato si ottiene una polvere detta atomizzato che verrà poi lavorata secondo le fasi già descritte.

La corrente d'aria che viene introdotta all'interno dell'atomizzatore, deve avere una temperatura elevata, pari a 500-600°C, e deve essere fornita in modo costante durante le ore di utilizzo. Probabilmente questo tipo di fabbisogno termico potrebbe già giustificare l'installazione di un gruppo cogenerativo, progettato per ridurre il quantitativo di energia termica da produrre mediante combustione diretta di gas metano, ma vi è un ulteriore vantaggio che rende ancor più interessante l'accoppiamento tra l'atomizzatore e il cogeneratore: la possibilità di utilizzare direttamente i fumi prodotti come corrente d'aria calda da introdurre nell'atomizzatore. Questa tipologia di impianti rappresenta uno dei pochissimi esempi in cui è possibile un utilizzo diretto dei fumi provenienti dal cogeneratore senza che siano necessari scambiatori di calore o altri apparati, il che consente un miglior recupero: poiché le uniche perdite rimaste nel sistema sono quelle che avvengono durante lo spostamento della massa calda lungo la condotta.

Nonostante l'accoppiamento diretto tra cogeneratore e atomizzatore, non si può garantire che i fumi abbiano la temperatura necessaria per un corretto funzionamento del processo di atomizzazione: viene perciò utilizzato un bruciatore a metano per surriscaldare fino alla temperatura di progetto la corrente proveniente dal motore.

Questa soluzione tecnologica, oltre ad avere ovvi vantaggi ambientali, conseguenti al risparmio di energia, consente anche un primo abbattimento degli inquinanti tipici contenuti nei fumi derivanti da una

combustione, riducendo le concentrazioni da abbattere in sede di controllo delle emissioni.

L'utilizzo di un gruppo cogenerativo abbinato con un atomizzatore per scopi ceramici consente di sfruttare a pieno le capacità di questa tecnologia, sfruttando l'energia termica per il processo produttivo e l'energia elettrica per alimentare le utenze d'impianto, rappresentando quindi un ottimo esempio di efficientamento energetico.

CAPITOLO 2

Il parco impianti di cogenerazione della Cooperativa

Ceramica d'Imola

2.1 Storia delle scelte progettuali attuate dalla Cooperativa Ceramica d'Imola

La Cooperativa Ceramica di Imola rappresenta una delle principali realtà industriali del territorio imolese con la propria tradizione iniziata nel 1874 e rappresenta pienamente il carattere cooperativo del territorio imolese.

In oltre 100 anni di storia, quest'azienda cooperativa ha saputo innovarsi per mantenere standard qualitativi elevati, fino ad assumere un importante ruolo a livello internazionale nel settore ceramico.

Come ogni realtà imprenditoriale, anche la Cooperativa Ceramica d'Imola ha la necessità di mantenere competitivi i propri processi produttivi: in particolare nel contesto economico attuale, la ricerca della competitività non può prescindere dalla riduzione degli sprechi, di qualunque origine essi siano. Possiamo inoltre aggiungere che, tanto maggiore è la grandezza di una voce di spesa all'interno dell'azienda, tanto maggiore è la probabilità che vi siano sprechi e quindi sia possibile prevedere interventi che ne riducano i costi. Per quanto riguarda gli sprechi energetici, se i costi per le forniture energetiche dell'azienda sono superiori al 10-15% dei costi totali sostenuti, per l'azienda è conveniente procedere ad un audit energetico per identificare le criticità ed i possibili interventi e predisporre la realizzazione di una politica di risparmio energetico.

Quando trattiamo di sprechi e di efficienza energetica ed elenchiamo l'insieme degli interventi che potremmo perseguire, dobbiamo considerare attentamente il "fattore di scala".

Durante l'analisi quantitativa dei possibili interventi di efficientamento dobbiamo adottare degli indici di prestazione energetica, i quali ci forniscono, nella maggior parte dei casi, un parametro puro (adimensionale) che però non rende tangibile il reale miglioramento ottenibile.

Se, ad esempio, consideriamo un intervento di sostituzione del parco lampade aziendale, potremmo associare al seguente intervento questo indice di prestazione:

da cui, ad esempio, se β è uguale a 0,4, mediante la sostituzione delle lampade, possiamo ridurre i consumi per l'illuminazione del 60%. Tuttavia, questo dato risulta fuorviante se preso separatamente dal contesto: dire che risparmiamo il 60% sull'illuminazione non ci dice né il valore economico di questo risparmio, né il reale vantaggio ambientale che otteniamo da questo intervento. Potremmo quindi trovarci nella situazione in cui la sostituzione dell'intero parco illuminante abbia lo stesso costo della sostituzione di una cella frigo obsoleta (a cui possiamo associare un β pari a 0,55 quindi).

Quando andiamo a moltiplicare il risparmio di ciascun intervento per il consumo reale di quella voce di spesa energetica potremmo ottenere quanto segue:

- Illuminazione:

Consumo pre-intervento 1500 kWh, post-intervento: 600 kWh, risparmio: 900 kWh a cui possiamo associare un valore economico pari a 180 €/anno (costo kWh_{el} = 0.20€)

- Cella frigorifera:

Consumo pre-intervento 5000 kWh, post-intervento: 2750 kWh, risparmio 450 €/anno (costo kWh_{el} = 0.20€)

Appare quindi evidente che il reale beneficio di un intervento di efficientamento energetico, può essere valutato solo se si conoscono anche le dimensioni effettive dell'intervento. Analogamente a quanto appena descritto, la sostituzione di un motore che porti ad un miglioramento del rendimento complessivo anche di pochi punti percentuali, può risultare più significativa rispetto ad interventi che hanno una maggior efficienza intrinseca.

In termini qualitativi, possiamo suddividere equamente i costi sostenuti dalla Cooperativa Ceramica d'Imola in quattro voci: personale, materiali, macchinari, costi energetici: questi ultimi si attestano su valori compresi tra il 20% e il 30% ed attualmente il consumo annuale della sola energia elettrica si attesta sui 200 GWh.

Appare quindi evidente come sia di fondamentale importanza la riduzione/contenimento dei consumi energetici per questa realtà imprenditoriale.

Le considerazioni degli impiantisti della Cooperativa Ceramica d'Imola, hanno portato ad individuare nella cogenerazione la soluzione tecnica in grado di fornire il miglior risultato, in quanto essa permette di ottenere due forme energetiche fondamentali per il processo produttivo: l'energia termica e l'energia elettrica.

La prima installazione di gruppi di cogenerazione, all'interno degli impianti ceramici della Cooperativa, è avvenuta nei primi anni '90, nel sito produttivo di "Via Correcchio" dove sono stati installati due gruppi pilota. In seguito ai buoni risultati ottenuti, l'installazione dei gruppi cogenerativi è stata avviata in tutti gli stabilimenti produttivi del gruppo, ed ad oggi si va verso un riammodernamento del parco motoristico per ottenere efficienze di conversione maggiori.

Nell'ambito degli studi effettuati per individuare quale tecnologia si adattasse meglio alle specifiche dei processi produttivi, vennero comparate la tecnologia della cogenerazione con motori alternativi e quella realizzata mediante l'impiego di turbogas.

Queste due tecnologie si distinguono, oltre che per una diversa struttura meccanica, per un diverso rendimento elettrico¹: i motori alternativi hanno un η_{el} che si attesta in media su valori compresi tra il 35-45%, mentre per i turbogas abbiamo che η_{el} è tra il 20-30%. Un differente rendimento η_{el} comporta anche una differente quantità di calore prodotta: i motori producono una minor quantità di calore nei fumi, rispetto a quella generata da parte dei turbogas. Nel caso preso dello stabilimento produttivo di “Via Correcchio” venne definito come parametro progettuale la riduzione del consumo elettrico che si voleva ottenere, questo portò al confronto di ipotesi basate sulle caratteristiche dei gruppi cogenerativi allora presenti sul mercato.

Le ipotesi produttive dei vari scenari cogenerativi, vennero confrontate con i fabbisogni degli impianti di produzione; da questo confronto risultò che la configurazione ottimale prevedeva l'utilizzo di motori alternativi, poiché l'utilizzo di turbogas forniva una quantità di calore superiore a quella delle reali necessità dell'impianto produttivo, nel senso che “l'atomizzatore non era in grado di mangiare tutti i fumi prodotti dal turbogas” per cui questa soluzione avrebbe comportato uno spreco energetico, andando in contraddizione con le motivazioni stesse dell'azione che si stava progettando.

Per questo motivo, ad oggi, all'interno del parco impianti della Cooperativa Ceramica d'Imola sono utilizzati solo gruppi cogenerativi che impiegano motori alternativi.

Come appena riportato, nell'ambito della progettazione degli interventi di efficientamento energetico perseguibili in una realtà industriale, ci sono molti fattori che vanno tenuti in considerazione, ciascuno dei quali va esaminato e inserito in una griglia di valutazione, per riuscire ad identificare la miglior soluzione per l'azienda.

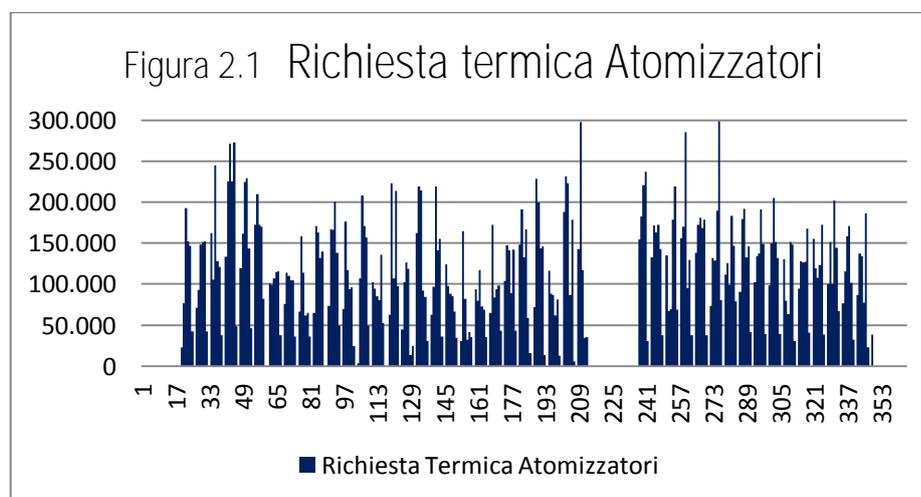
¹ Nel confronto si considerano motori di taglia paragonabile

A titolo di esempio, riportiamo alcune considerazioni inerenti al caso oggetto di studio.

Per la Cooperativa Ceramica d’Imola apparirebbe conveniente ampliare il parco cogenerativo, fino ad avere una riduzione quasi totale dell’acquisto dell’energia elettrica dalla rete elettrica. Tuttavia, questo scenario non risulta perseguibile, sia per motivi tecnici, sia per motivi logistico-amministrativi.

Dal punto di vista tecnico, la cogenerazione è una tecnologia che si sposa molto bene con una richiesta di carichi elettrici e termici che abbiano una variabilità limitata nell’arco temporale, consentendo quindi un “*inseguimento*” sia esso di tipo elettrico o termico (si impone come obiettivo la riduzione del fabbisogno termico o elettrico), tuttavia all’interno del processo produttivo esistono carichi che non sono modellabili (o lo sono con difficoltà), e la creazione di un profilo energetico dei carichi dell’utenza elettrica diventa quindi molto complicata e costosa. Per questo motivo, la scelta progettuale comunemente adottata è quella di studiare un profilo energetico approssimativo, ed individuare un valore medio termico o elettrico costantemente richiesto dall’utenza e di perseguire la minimizzazione di questo “*pie*” energetico.

Nella figura 2.1 si riporta la richiesta termica degli atomizzatori installati presso gli stabilimenti di “Via Correcchio” nei giorni di utilizzo.



Questa immagine mostra come si possa individuare un “piede” termico su cui basare il dimensionamento del gruppo cogenerativo, mentre la restante parte del fabbisogno termico può essere soddisfatta puntualmente con bruciatori.

Un ragionamento analogo si può estendere al consumo elettrico dell'azienda.

Oltre alle problematiche tecniche appena riportate, si aggiungono alcuni aspetti non strettamente energetici, ma che vanno comunque attentamente analizzati: se, ad esempio, consideriamo gli stabilimenti produttivi di “Via Correcchio”, l'installazione di un nuovo gruppo cogenerativo porterebbe l'azienda ad avere una potenza complessiva installata superiore ai 10 MWel: ciò implicherebbe il passaggio all'interno dei registri dei “Grandi produttori” elettrici con un notevole appesantimento degli iter burocratici ed inoltre l'eventuale necessità di adeguamento della linea elettrica esistente.

Appare quindi evidente come sia più conveniente per l'azienda ridurre, fin quando possibile, il proprio fabbisogno elettrico senza aumentare la potenza installata e acquistare dalla rete l'energia elettrica che non riesce ad auto-prodursi.

2.2 Scenario attuale del parco impianti di cogenerazione installati

Le attività produttive della Cooperativa Ceramica di Imola, ad oggi, sono suddivise in diversi stabilimenti, situati sia nella città di Imola che nelle vicine località di Borgo Tossignano, Casalfiumanese e Faenza.

In ciascuna di queste località ha sede uno degli stabilimenti produttivi dell'azienda che si differenzia per la specifica dei prodotti che vi vengono realizzati; ognuno di quest'impianti è quindi sede di una diversa linea produttiva con caratteristiche particolari che influenzano le operazioni produttive, i ritmi di lavoro e anche i consumi energetici.

Per far fronte all'ingente fabbisogno energetico dei propri impianti, il gruppo ha negli anni perseguito la politica di installare progressivamente in tutti i propri stabilimenti gruppi cogenerativi accoppiati con le specifiche linee produttive. Il primo sito in cui fu realizzata quest'operazione è lo stabilimento produttivo di Imola di "via Correcchio".

Nella prima metà degli anni '90, l'impianto sito in "via Correcchio" venne equipaggiato con una coppia di motori a gas Rolls Royce con potenza elettrica pari a 2,6 MWel, ciascuno di questi motori (entrambi ancora oggi in funzione) era accoppiato ad una linea produttiva.

Nel caso dell'industria ceramica, vi è un utilizzo diretto dei fumi prodotti all'interno del gruppo cogenerativo all'interno dell'atomizzatore (vedi par.1.3.1): per rendere possibile questo, in fase di progettazione, si prevede una tubazione di collegamento che congiunge direttamente gli scarichi del gruppo cogenerativo con l'atomizzatore.

In questo caso specifico, i fumi dei due motori Rolls Royce sono abbinati a due atomizzatori ATM35, e ciò consente di garantire il

corretto funzionamento dell'apparato anche in caso di guasto e/o manutenzione di uno dei due motori.

Si può notare, inoltre, come l'installazione dei gruppi cogenerativi sia avvenuta in tempi successivi rispetto alla realizzazione degli impianti industriali comprendenti gli atomizzatori. Questo comporta che vi sia una distanza significativa tra l'ubicazione dei gruppi cogenerativi e il punto di immissione dei fumi all'interno dell'atomizzatore: rispetto ad un caso ideale si è dovuto quindi ricorrere ad un maggior utilizzo di condotte che danno quindi luogo ad una maggior presenza di perdite.

Presso l'impianto di "Via Correcchio", si trova inoltre installato un altro sistema cogenerativo, realizzato mediante l'installazione di un motore Wartsila di potenza elettrica pari a 6 MWel, abbinato ad un atomizzatore ATM90. Questa porzione di impianti di più recente costruzione presenta una migliore progettazione prevedendo una minore distanza tra le due parti d'impianto avendone già previsto in fase di progettazione l'accoppiamento.

Presso lo stabilimento della Cooperativa Ceramica di Imola sito nella località di Borgo Tossignano sono installati 3 motori:

- Due motori ----- con potenza elettrica pari a 3,6 MWel
- Un motore Jenbacher con potenza elettrica paria 1,8 MWel

In questo particolare caso, il recupero del calore generato dagli impianti di cogenerazione avviene in maniera meno performante di quanto sarebbe auspicabile. Le ragioni di questa problematica sono da ricercare nella difficoltà di coniugare le logiche di produzione con quelle di manutenzione degli impianti (specialmente quelli cogenerativi) e di riduzione dei costi energetici, che non necessariamente comportano una riduzione degli impatti ambientali.

Le attività produttive, svolte all'interno di questo stabilimento, prevedono operazioni che non consentono una gestione "in continuo" del flusso produttivo: questo fa sì che non vi sia una

portata costante di materia prima (barbottina) da atomizzare, e a cascata che il carico termico richiesto al gruppo cogenerativo sia molto variabile. Questo contesto si allontana notevolmente dalle condizioni ottimali di utilizzo del gruppo cogeneratore, a queste considerazioni vanno anche aggiunte quelle relative agli aspetti economici del processo. La cogenerazione, negli impianti ceramici, ha, come già accennato, un duplice ruolo: quello di fornire una parte significativa del calore necessario al processo produttivo, ma anche quella di ridurre sensibilmente la voce economica legata all'acquisto dell'energia elettrica da parte dell'azienda. Accade sovente che, in termini economici, sia conveniente per l'azienda mantenere attivo il gruppo cogeneratore sfruttandone la sola capacità produttiva, piuttosto che sospendere la produzione: il costo di produzione in loco dell'energia elettrica risulta inferiore al prezzo d'acquisto dell'energia elettrica.

Risulta quindi evidente come sia pratica consolidata mantenere in esercizio il gruppo cogenerativo durante le ore in cui si verifichi una convenienza economica indipendente dalla richiesta di un carico termico.

Nei restanti impianti di Faenza e di Casalfiumanese (sede della Ceramica Leonardo) sono rispettivamente installati un motore Wartsila da 4 MW_{el} e un motore Jenbacher da 3,6 MW_{el}, ciascuno dei quali è accoppiato ad una linea di produzione.

2.3 Problematiche degli attuali impianti di cogenerazione

Nell'ambito dei lavori preliminari alla stesura della tesi, il candidato ha effettuato un tirocinio volontario presso gli impianti produttivi della Cooperativa Ceramica d'Imola svolgendo un tirocinio volontario, durante il quale ha affiancato uno degli Energy Manager dell'azienda. In questo periodo al candidato è stato possibile intervistare alcuni componenti del personale addetto alla gestione degli impianti di cogenerazione e fare visita agli stessi: questo ha permesso al candidato di avere una conoscenza qualitativa degli impianti aziendali e delle loro problematiche.

Le problematiche individuate possono essere distinte in tre gruppi:

- a) Problematiche di manutenzione
- b) Problematiche di gestione
- c) Problematiche di invecchiamento dei componenti

a) Problematiche di manutenzione

All'interno delle "problematiche di manutenzione" inseriamo la gestione della manutenzione ordinaria e straordinaria operata per il corretto mantenimento degli impianti di cogenerazione. Queste operazioni richiedono un'attenta programmazione, poiché sono fondamentali per evitare rotture improvvise dei componenti che comporterebbero danni ingenti a tutto il sistema.

b) Problematiche di gestione

Lo scopo di una corretta gestione degli impianti cogenerativi è quello di ottimizzare il rendimento degli stessi: questo avviene quando si riesce a sfruttare al meglio l'energia contenuta all'interno del combustibile immesso dentro al motore alternativo.

Per ottenere questo risultato è necessaria una corretta pianificazione degli scenari produttivi e dei relativi accoppiamenti

motore-atomizzatore; inoltre assume notevole importanza la conoscenza degli scenari di tariffazione elettrica ad essi associati. La tariffazione dell'energia elettrica prevista per le utenze industriali, prevede un diverso costo a seconda delle fasce orarie di utilizzo: fascia F1, F2, F3.

Va tenuto inoltre presente che il costo dell'energia elettrica, viene tendenzialmente definito con contrattualistiche annuali e può variare a seconda dello stabilimento che stiamo studiando. Per poter pianificare l'analisi produttiva, occorre inoltre conoscere l'accordo di ritiro che lega l'azienda al trader energetico che si fa carico dell'energia elettrica prodotta dalla stessa.

In particolare, una corretta gestione rappresenta la miglior misura di prevenzione contro sprechi energetici ed inquinamento ambientale, perché garantisce il miglior utilizzo del combustibile; inoltre l'accoppiamento motore-atomizzatore consente anche di ridurre gli inquinanti trasportati dai fumi.

Tuttavia, come già accennato in questo capitolo, spesso a causa delle specifiche produttive del sito di produzione questo accoppiamento risulta difficile da ottenere; in tali casi le problematiche di gestione si spostano su un punto di vista principalmente economico.

È quindi compito del gestore individuare gli scenari in cui si verifichi una economicità del sistema e quelli in cui risulti economicamente vantaggioso interrompere la produzione ed acquistare l'energia elettrica dalla rete e produrre il calore necessario da altre fonti.

c) Problematiche di invecchiamento dei componenti

All'interno di un quadro complesso come quello di un'azienda come la Cooperativa Ceramica d'Imola, gli aspetti di invecchiamento degli impianti assumono un'importanza strategica. L'invecchiamento di un componente meccanico può portarlo a rottura e/o ridurre l'efficienza.

Quando parliamo di un componente, o di un intero impianto soggetto ad invecchiamento, l'analisi che dobbiamo fare è volta principalmente a determinare se sia necessaria una sua sostituzione, ma allo stesso tempo deve anche valutare se questa operazione sia economicamente conveniente.

In questo senso, occorre considerare una molteplicità di aspetti che non si riferiscono solamente alla funzionalità del componente o dell'impianto che stiamo considerando. Un componente può essere ancora perfettamente funzionante, ma risultare comunque inefficiente rispetto al prodotto con il quale intenderemmo sostituirlo; inoltre potrebbe essere vantaggiosa una sostituzione preventiva, per evitare il pericolo di rottura durante una fase di funzionamento dell'impianto, che potrebbe portare a danni e quindi perdite economiche più rilevanti del valore dello stesso componente.

CAPITOLO 3

Gli impianti cogenerativi di “via Correcchio”

3.1 Considerazioni sullo stato attuale del parco impianti installato in “Via Correcchio”

Come precedentemente descritto nel capitolo 2, gli impianti cogenerativi installati presso lo stabilimento produttivo di “Via Correcchio” si costituiscono di due porzioni: la prima, quella installata da più tempo, è composta da due gruppi cogenerativi gemelli, equipaggiati con motori Rolls Royce da 2,6 Mw; la seconda invece è costituita da un gruppo avente per motore un Wartsila da 6 Mw.

La prima sezione è stata installata all’inizio degli anni novanta e quindi si tratta di un impianto a fine vita, di cui si sta valutando la sostituzione (oggetto di questo elaborato) e il cui rendimento elettrico η_{el} si attesta su valori del 36 %. La seconda sezione fa parte della porzione di più recente costruzione dello stabilimento e consiste di un impianto perfettamente funzionante ed efficiente (η_{el} superiore al 40%).

Le due porzioni non differiscono solo per la tipologia di motori installati, ma presentano anche una significativa differenza progettuale conseguente alle specifiche necessità d’impianto.

I motori Rolls Royce si trovano a una distanza non trascurabile dagli atomizzatori a cui sono accoppiati, il che comporta la necessità di una tubazione lunga alcune centinaia di metri che congiunga gli scarichi dei motori con i rispettivi atomizzatori.

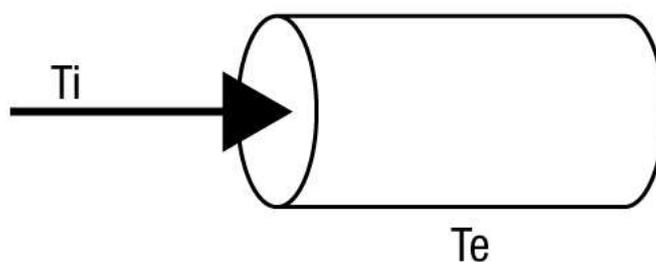


Figura 3 A

Il trasporto di un mezzo fluido, come i fumi, attraverso una condotta porta ad una dissipazione del carico termico contenuto nel fluido che, a parità di coibentazione, è direttamente proporzionale alla differenza di temperatura tra l'interno e l'esterno della tubazione.

Si evince quindi che, tanto minore è la temperatura del fluido in movimento all'interno della condotta, tanto minori saranno le perdite lungo il tratto di condotta.

Teniamo inoltre presente che, per un corretto funzionamento dell'atomizzatore, la portata d'aria/fumi che vi deve essere introdotta deve essere superiore a quella fornita dai fumi, a cui dobbiamo quindi aggiungere una corrente d'aria per raggiungere la portata voluta.

Le due sezioni si distinguono per il luogo in cui avviene questa miscelazione di aria con i fumi: nel caso dei motori Rolls Royce questa avviene vicino ai motori, in modo tale da avere una temperatura più bassa del fluido da trasportare fino all'atomizzatore, il che consente di ridurre notevolmente il calore perso durante il trasporto in condotta (Figura 3 B).

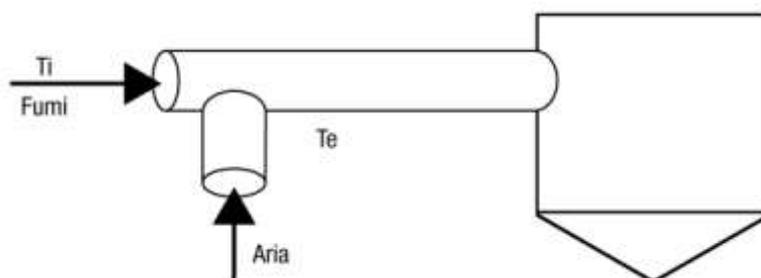


Figura B

Si stima che la temperatura, dopo la miscelazione con aria, si attesti su valori vicini ai 250 °C e che le perdite comportino una riduzione di temperatura pari ad una decina di gradi nei pressi dell'atomizzatore.

Diversamente, vista la brevità del percorso, nel caso del motore Wartsila il sistema prevede che la miscelazione dei fumi e dell'aria avvenga direttamente nei pressi dell'atomizzatore (Figura 3 C).

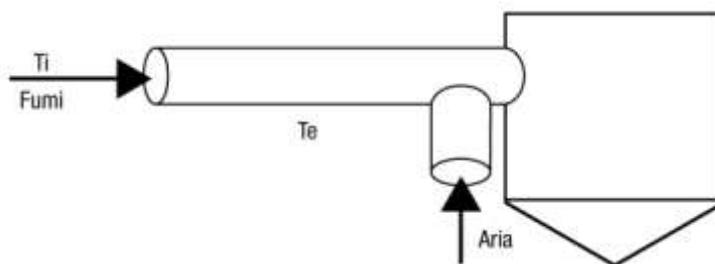


Figura 3 B

In questo caso la temperatura dei fumi in ingresso alla condotta si attesta su valori vicini ai 450 °C.

In questo elaborato verranno presentate, in modo non esaustivo, alcune ipotesi di ammodernamento degli impianti di cogenerazione dello stabilimento sito in “Via Correcchio” della Cooperativa Ceramica. In particolare verrà confrontata la situazione attuale con l'ipotesi che prevede la sostituzione dei motori Rolls Royce con motori più performanti.

Al fine di comprendere meglio il funzionamento del sistema di cui si prevede un rinnovamento, si riporta di seguito una descrizione più specifica del sistema cogenerativo costituito dai due motori Rolls Royce e dei componenti ad essi associati.

Si riporta di seguito il modello concettuale che contraddistingue questi sistemi.

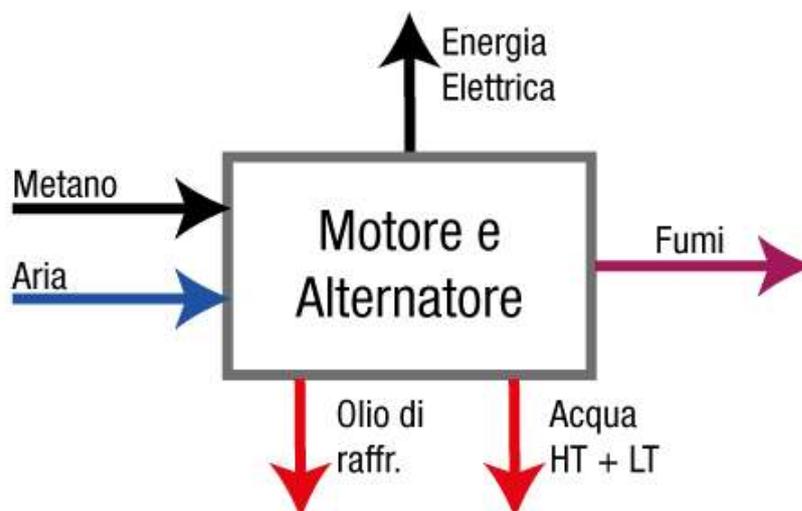


Figura 3 C

Al motore viene inviata una corrente di gas metano, di cui sono contabilizzati i consumi, il motore ne sfrutta la combustione controllata per muovere un albero motore che, a sua volta, trascina l'alternatore che, mediante il fenomeno dell'induzione elettromagnetica, consente di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica.

Il calore generato durante la combustione controllata, si propaga in due modi: riscaldando la massa del motore, che quindi per il corretto funzionamento necessita di circuiti di raffreddamento, e in modo principale mediante i fumi che fuoriescono dagli scarichi del motore.

Nel caso specifico, i motori Rolls Royce che stiamo considerando, sono equipaggiati con tre circuiti di raffreddamento: uno ad olio e due ad acqua, di cui uno ad alta temperatura ed uno a bassa temperatura; questi circuiti vengono a loro volta combinati tra loro, per conferire la maggior quantità possibile d'energia termica ad una corrente d'aria che verrà addizionata alla corrente dei fumi, la cui portata dipende direttamente dalle necessità dell'atomizzatore.

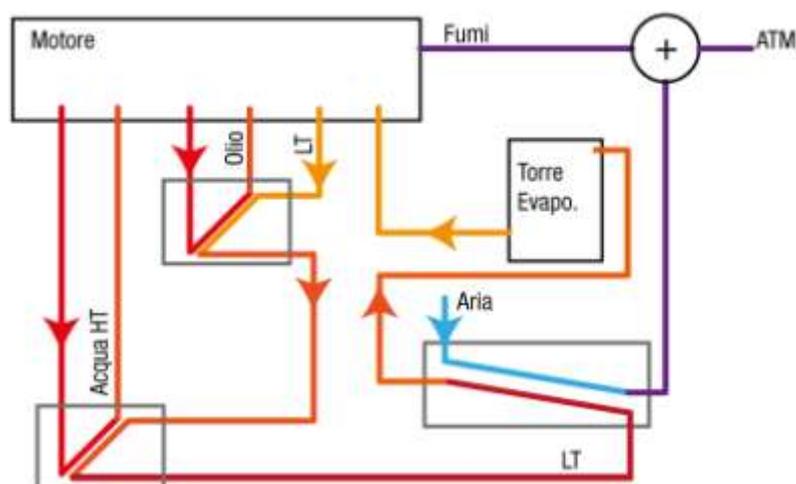
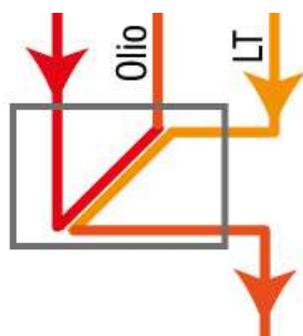


Figura 3 D

Il recupero termico viene effettuato mediante una serie di operazioni in serie, volte a trasferire calore alla corrente d'acqua LT per innalzarne la temperatura; quest'ultima viene quindi utilizzata come fluido operativo per trasferire il calore all'interno del circuito di recupero.

L'acqua del circuito di raffreddamento LT esce dal motore ad una

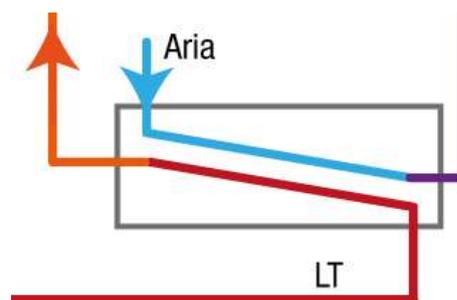


temperatura compresa tra i 50 ed i 60 °C, e viene inviata ad un primo scambiatore di calore, dove sottrae calore all'olio di raffreddamento del motore, innalzando la propria temperatura fino a 55-65°C.

Nel secondo scambiatore di calore, la temperatura dell'acqua LT sale fino a 65-

70°C in seguito al trasferimento di calore dalla corrente d'acqua HT. L'acqua LT, a temperatura vicina ai 70°C, viene convogliata in

uno scambiatore aria/fluido mediante il quale cede calore ad una portata d'aria che andrà ad integrarsi con i fumi. Il circuito di raffreddamento LT, per essere efficace, deve



avere una temperatura dell’acqua in ingresso al motore compresa tra i 35 e i 45 °C: per questo motivo tra lo scambiatore aria/fluido e la re-immissione nel motore è prevista una torre evaporativa che consenta l’abbassamento della temperatura fino a quella di progetto.

Rispetto alla configurazione iniziale appena descritta, negli anni è stata realizzata un’ulteriore modifica: tra lo scambiatore aria/fluido e la torre evaporativa è stata inserita la possibilità di alimentare un’utenza termica adibita al riscaldamento degli ambienti dello stabilimento limitrofo. Quest’utenza consente di estrarre ancora calore utile dalla corrente d’acqua LT e questo recupero è misurato mediante un contatore.

La corrente, composta da aria riscaldata mediante il circuito di recupero del calore e dai fumi, che viene inviata all’atomizzatore, ha una temperatura di circa 250°C, non sufficiente per il corretto funzionamento dell’atomizzatore: per questo motivo è stato predisposto un bruciatore di gas metano che innalzi la temperatura della massa d’aria fino al valore di progetto. I consumi del bruciatore, alimentato a gas metano, vengono misurati per consentire una previsione dei consumi e una valutazione dei fabbisogni energetici dell’impianto.

L’aria viene immessa nell’atomizzatore e viene a contatto con la barbottina, iniettata mediante ugelli, che ne consentono la dispersione nella corrente d’aria in goccioline. L’essiccazione della barbottina avviene molto velocemente: l’acqua contenuta al suo interno passa allo stato vapore e viene rimossa mentre la barbottina essiccata, detta atomizzato che viene inviata alle successive fasi di lavorazione.

L’utilizzo dei fumi come corrente calda all’interno dell’atomizzatore presenta un ulteriore vantaggio ambientale: ovvero la riduzione degli NOx contenuti in essi che vengono abbattuti durante il processo di atomizzazione.

3.2 Ipotesi impiantistiche per l’ammodernamento e sostituzione del parco impianti

Come già precedentemente descritto, presso lo stabilimento ceramico di “Via Correcchio” sono attualmente installati due motori Rolls Royce che risultano a fine vita. All’interno delle attività svolte durante il proprio tirocinio, il candidato ha potuto affiancare i tecnici della Cooperativa Ceramica d’Imola in alcune delle valutazioni preliminari riguardanti i possibili scenari sostitutivi della condizione attuale.

Ad oggi le soluzioni che vengono prese in considerazione sono le seguenti:

- a) Revamping tecnologico dei motori esistenti
- b) Sostituzione di uno dei due motori con un motore da 1,8 MWel
- c) Sostituzione di entrambi i motori con un motore da 4 MWel

Questi scenari sono valutati in quanto al momento attuale rappresentano le migliori alternative rispetto alle necessità aziendali che sono:

- Ottimizzare il parco impianti già disponibile all’interno degli stabilimenti produttivi poiché sono stati individuati gruppi cogenerativi di cui non viene sfruttato a pieno il potenziale.
- Contenimento dei costi dell’intervento: visto lo scenario economico attuale, l’azienda deve cercare di limitare i capitali immobilizzati per lungo tempo, e l’acquisto di un nuovo complesso di cogenerazione andrebbe nella direzione contraria rispetto a questa necessità.
- Creare le condizioni per rendere possibile una riorganizzazione della produzione che migliori le sinergie tra i vari stabilimenti produttivi.

Si riporta di seguito una breve descrizione per ciascuno degli scenari indicati:

a) Revamping tecnologico dei motori esistenti

Il revamping è un' operazione che sottopone a revisione e ristrutturazione gli impianti industriali, allo scopo di allungare la loro vita utile all'interno del processo produttivo. In questo scenario, si ipotizza di applicare questa pratica ai due motori Rolls Royce già installati e si prevede quindi un insieme di operazioni in grado di garantire un quantitativo stimabile intorno alle 10'000 ore di funzionamento per ciascun motore.

b) Sostituzione di uno dei due motori con un motore da 1,8 MWel

In questo scenario si ipotizza la sostituzione di uno solo dei due motori Rolls Royce con un motore Jenbacher di potenza pari a 1,8 MWel, già esistente e attualmente installato presso lo stabilimento di Borgo Tossignano.

Questo motore verrebbe spostato presso il sito produttivo di “Via Correcchio”, senza prevedere modifiche sostanziali rispetto allo scenario attuale, andrebbe quindi a sostituirsi al preesistente senza prevedere ulteriori modifiche al layout d'impianto, lasciando quindi inalterata la disposizione degli impianti e delle tubature esistenti.

La variazione sostanziale si prevede in termini di gestione, ovvero si cercherebbe di sfruttare al massimo il motore Jenbacher indirizzandone i fumi verso l'atomizzatore in funzione, mentre il motore Rolls Royce rimanente verrebbe utilizzato solo in caso di necessità, ovvero quando il carico termico richiesto non può essere soddisfatto dai soli fumi del motore già in funzione.

c) Sostituzione di entrambi i motori con un motore da 4 MWel

In quest'ipotesi si prevede la sostituzione dei motori Rolls Royce con un motore Wartsila da 4 MWel, attualmente installato presso l'impianto produttivo di Faenza.

Lo spostamento di questo gruppo cogenerativo, tuttavia, non può essere considerato come una semplice sostituzione, come nel caso precedente: infatti quest'ipotesi è da considerarsi realistica e percorribile solamente se accoppiata ad un progetto di riorganizzazione degli impianti, ed è infatti stata studiata in tal senso. Sostituire una coppia di motori accoppiati, con due atomizzatori distinti, con un solo motore di potenza doppia, rappresenterebbe un problema invece che una risorsa. Rispetto al caso originale, si verificherebbe una perdita di flessibilità e un aumento di inefficienza: per fornire il calore necessario ad un atomizzatore bisognerebbe far funzionare un gruppo cogenerativo in grado di fornire il doppio del calore necessario, il che comporterebbe un notevole spreco energetico.

Tale soluzione è invece stata studiata in una logica di ristrutturazione degli impianti dell'intera Cooperativa Ceramica d'Imola, progetto che prevede, nel breve/medio periodo, uno spostamento dell'intera produzione di atomizzato presso lo stabilimento di “Via Correcchio”, con lo smantellamento dei due atomizzatori ATM35 attualmente in funzione e la loro sostituzione con un unico atomizzatore di taglia superiore accoppiato al motore Wartsila da 4MWel.

3.3 Analisi qualitativa delle ipotesi impiantistiche

Le ipotesi presentate nel paragrafo precedente, vanno distinte in due tipologie, ovvero ipotesi immediatamente realizzabili, la a) e la b), ed ipotesi che necessitano di un piano strutturato di ammodernamento degli impianti o una loro ristrutturazione rilevante, come nel caso c).

Possiamo quindi ragionare di come le ipotesi a) e b) possano essere considerate come una sostitutiva dell'altra mentre non possiamo ragionare allo stesso modo quando valutiamo la fattibilità dell'ipotesi c).

A priori possiamo fare qualche considerazione preliminare su entrambe le ipotesi precedentemente presentate.

Se consideriamo l'ipotesi di revamping dei due motori Rolls Royce, dobbiamo tenere conto che questa procedura è volta a garantire un maggior tempo di vita dall'impianto, ma che influisce in maniera molto marginale sul miglioramento dei rendimenti dei gruppi motoristici. Il rendimento di conversione elettrica dei motori in questione, attualmente si attesta su valori del 36%; scegliere di effettuare un revamping su questi impianti, significa scegliere di continuare a produrre energia elettrica e calore con questi rendimenti per un periodo sufficientemente lungo da ammortizzare il costo dell'intervento.

L'ipotesi di sostituzione di uno dei gruppi cogenerativi con un motore più efficiente presenta vantaggi e svantaggi. Il motore che si ipotizza in sostituzione presenta un rendimento di conversione elettrica vicino al 46% (dato ricavato dalle serie storiche di utilizzo del motore) tuttavia è di taglia inferiore rispetto a quello precedentemente installato: 1,8 MW_{el} contro i 2,6 MW_{el}, questo ci porta a supporre che, nonostante vi sia un incremento di rendimento del sistema, esso non sia in grado di fornire all'atomizzatore la stessa quantità di calore che veniva inviata

precedentemente. Necessariamente, il calore che non giunge all'atomizzatore dai fumi del motore deve essere fornito mediante il bruciatore alimentato a gas metano, il che comporta un aumento del consumo di combustibile.

Tenuto conto di questi fattori non è possibile valutare, dalle sole considerazioni qualitative, quale dei due scenari sia in grado di garantire una migliore sostenibilità economica del sistema; sarà quindi necessario verificare quale delle due ipotesi risulti più soddisfacente in termini economici prima ancora che ambientali.

Nel caso c) l'ipotesi può essere studiata per valutarne l'efficienza, cercando di capire il comportamento teorico del nuovo sistema che intendiamo costituire, per individuare problematiche progettuali e ambientali: la comparazione di questo scenario con quello attualmente in essere presso gli impianti di “Via Correcchio” va effettuata con attenzione, poiché questa configurazione è studiata per accoppiare questo motore ad un nuovo atomizzatore, nello specifico un ATM90. Si tratta quindi di una soluzione in grado di produrre una maggior quantità di atomizzato rispetto a quello che è possibile produrre sommando le produzioni dei due ATM35 attualmente installati.

Tuttavia possiamo procedere ad alcune importanti valutazioni che ci consentono di studiare e confrontare tutte le ipotesi di cui stiamo parlando, utilizzando alcuni parametri applicati anche all'interno delle normative per la classificazione delle cogenerazioni ad alto rendimento: PES, η_l , η_{el} , η_{th} .

La Definizione di PES la Direttiva 2004/8/CE, recepita dal Dlgs 20/07, ha stabilito che, a partire dal 2011, la condizione alla quale la produzione combinata di energia elettrica e calore può ottenere la qualifica di “cogenerazione ad alto rendimento” sia basata sul parametro PES, acronimo di Primary Energy Saving ovvero Risparmio di Energia Primaria.

Il PES esprime, in realtà, il risparmio relativo di energia primaria realizzabile da un impianto di cogenerazione rispetto ad impianti separati per la produzione di energia termica ed energia elettrica; questo consente quindi di poter paragonare tutte le ipotesi elencate in questo paragrafo ad un ipotesi nota di produzione separata di energia e calore.

CAPITOLO 4

Analisi energetico ambientali dell'impianto

4.1 Analisi preliminari dei fabbisogni energetici dell'impianto

Lo scopo dell'analisi che stiamo svolgendo è capire l'efficienza dello stato attuale degli impianti, per riuscire occorre quantificarne le perdite. Una volta "fotografato" lo stato di efficienza degli impianti attualmente in funzione potremo utilizzarlo come termine di paragone per valutare il miglioramento delle ipotesi sostitutive.

Per poter identificare le misure di cui abbiamo bisogno facciamo un'analisi preliminare dei fabbisogni energetici per identificare le dimensioni del problema e le sue principali caratteristiche per organizzare il successivo lavoro di analisi del sistema.

Lo studio verterà sulla porzione di stabilimento costituita dai due motori Rolls Royce, dagli apparati ad essi associati (gruppi di recupero termico, ecc), e dagli atomizzatori accoppiati, nel proseguo della trattazione il termine "impianto" sarà utilizzato per identificare questa porzione dello stabilimento di "Via Correcchio".

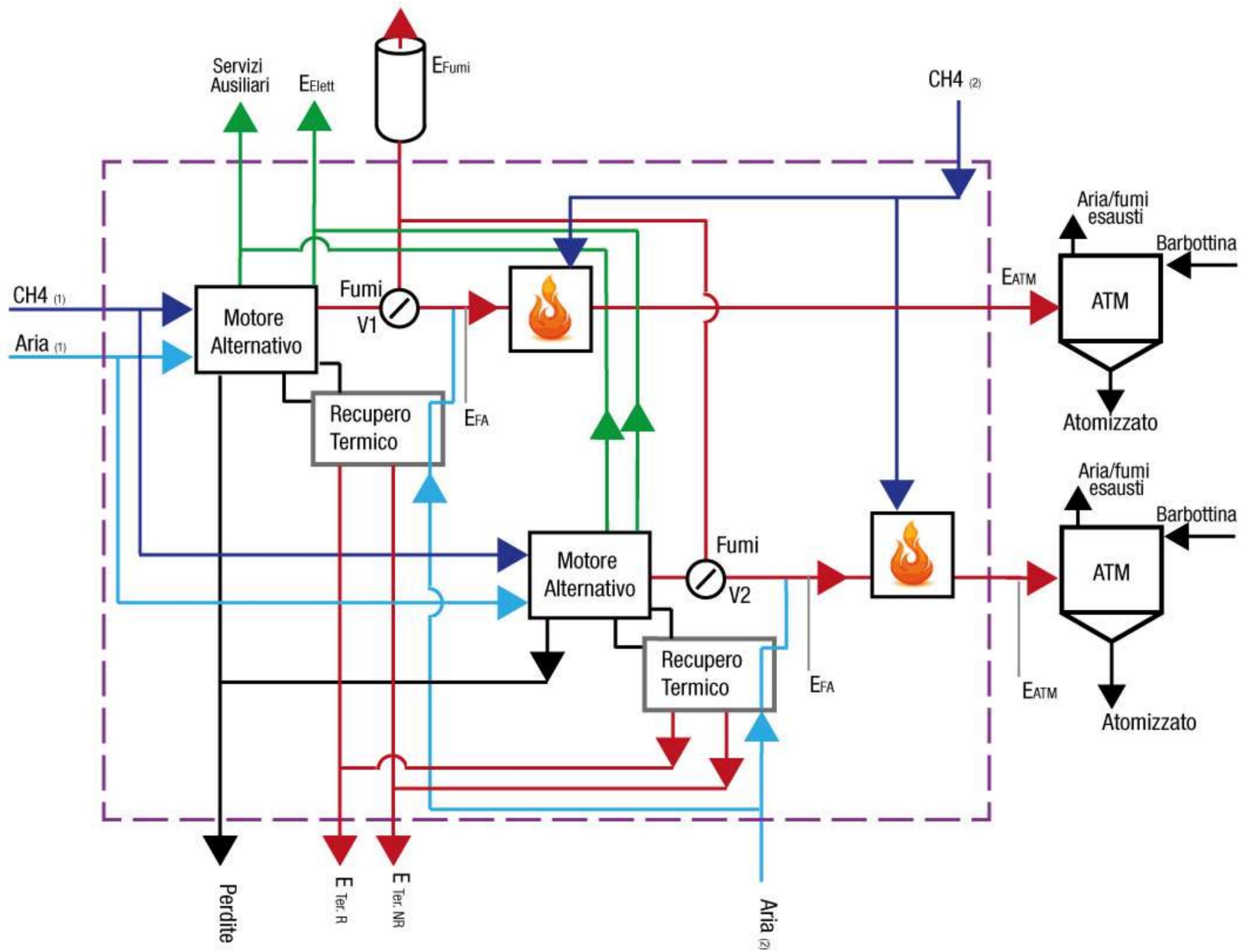
Una prima analisi ha mostrato come il sistema sia complesso ed il suo andamento sia il risultato della combinazioni di molti aspetti. Con l'obiettivo di fare chiarezza si è definita una *superficie di controllo* rispetto alla quale crediamo di poter scrivere le equazioni di equilibrio, in particolare un bilancio di energia.

La superficie di controllo ci consente di individuare in modo univoco le correnti in ingresso ed in uscita dalla superficie, consentendo una corretta comprensione delle grandezze che compongono il sistema.

La superficie di controllo viene definita come in figura 4 A, essa comprende: i due gruppi motore, il sistema di recupero termico, la condotta dei fumi, l'integrazione di calore da parte del bruciatore a metano, la condotta di raccordo con l'atomizzatore.

Procediamo poi con l'identificare le correnti d'ingresso e d'uscita nella superficie di contorno (le correnti vengono descritte secondo l'ordine in cui appaiono nella figura 4A da sinistra verso destra):

- CH_4 (1): combustibile inviato ai motori mediante condotta del gas
- Aria (1): aria inviata ai motori
- Servizi ausiliari: energia elettrica prodotta dai motori alternativi impiegata per il funzionamento degli ausiliari del gruppo
- E_{Elett} : energia elettrica prodotta dai motori alternativa utilizzata per alimentare le altre utenze d'impianto o inviata alla rete elettrica.
- Perdite: sono le perdite che avvengono all'interno del motore per via di effetti meccanici e termici, radunate in unico termine.
- $E_{\text{Ter R}}$: energia termica che viene recuperata per il riscaldamento di ambienti limitrofi all'impianto.
- $E_{\text{Ter NR}}$: energia termica che non viene recuperata e viene disperso poiché non si riesce a trasferirla alla corrente d'aria in ingresso.
- Aria (2): aria che va ad aggiungersi alla corrente dei fumi uscenti dal motore alternativo, prima di addizionarsi ai fumi viene riscaldata recuperando tutto il calore possibile dal circuito di raffreddamento del motore.
- E_{Fumi} : la corrente dei fumi viene inviata a camino quando l'atomizzatore non è in funzione.
- CH_4 (2): Metano di alimentazione per il bruciatore posto a monte dell'atomizzatore.
- E_{ATM} : energia contenuta nella corrente d'aria e fumi caldi che viene inviata all'atomizzatore.
- V1 e V2: valvole di intercettazione dei fumi provenienti dal motore, la valvola invia i fumi a camino se l'atomizzatore non è in funzione.



Le grandezze appena elencate hanno un elevato grado di correlazione tra loro, in particolare l'andamento delle valvole d'intercettazione V1 e V2 influenza quello di tutto il sistema. Se la valvola di l'intercettazione è chiusa la corrente di fumi andrà a miscelarsi con aria per giungere al bruciatore e poi all'atomizzatore, viceversa se la valvola è chiusa i fumi vengono intercettati ed inviati a camino ne consegue che non vi sarà consumo di metano nel bruciatore e non sarà inviata energia termica all'atomizzatore.

Quanto appena detto ci consente di individuare due possibili andamenti dell'impianto oggetto di studio:

1. Motore in funzione, con dispersione dei fumi mediante camino (l'atomizzatore non è in funzione)
2. Motore in funzione e atomizzatore è in funzione

All'interno di una giornata lavorativa si possono presentare entrambi gli andamenti.

4.2 Dati storici disponibili per l'analisi dello stato di fatto

Nel paragrafo precedente abbiamo già indicato quali siano le grandezze che entrano in gioco nel sistema, si è quindi cercato di ottenere le misure necessarie per portare a termine lo scopo dell'analisi.

Attualmente nelle operazioni di gestione dell'impianto la maggior parte delle grandezze individuate viene misurata, tali misure però non sono effettuate dai medesimi operatori.

Per poter reperire i dati che di seguito saranno presentati è stato necessario interpellare diversi soggetti all'interno dell'azienda in quanto le informazioni richieste coinvolgono più reparti: gestione impianti, controllo di produzione, settore energia; ciascuno dei quali ha messo a disposizione le informazioni in proprio possesso per rendere possibile questo studio.

Negli anni ogni reparto ha adottato tipologie di misura utili ai propri scopi, ad esempio le esigenze di studio del controllo di produzione sono diverse rispetto a quelle del settore impianti; questo comporta una notevole difficoltà nella comparazione delle misure ottenute.

Il problema principale risiede nel diverso intervallo temporale con cui vengono effettuate le misure: una parte delle misure fiscali viene effettuata con periodicità mensile, mentre quelle di gestione degli impianti vengono effettuate giornalmente.

Nel caso di misure giornaliere si presenta un'altra fonte di errore: alla misura non è associato un orario in cui viene effettuata questo introduce il problema della non contemporaneità delle misure.

Tali problemi appena elencati comportano l'introduzione di un fattore d'errore all'interno del problema, che difficilmente riusciremo a rimuovere e/o stimare.

I dati elaborati sono stati ottenuti per la maggior parte da registri cartacei, questo ha comportato un lavoro di trasferimento manuale su supporto digitale per rendere disponibili i dati per operazioni di calcolo in blocco mediante elaboratore elettronico. Nel trasferimento dei dati si è evidenziata un'altra problematica, legata all'utilizzo di materiale cartaceo: la presenza di errori grossolani imputabili ad un'errata lettura della misura e/o un'errata trascrizione della stessa.

Ove possibile, la presenza di questi errori è stata corretta, in altri casi è stato necessario eliminare la misura (la presenza di alcuni di questi errori si è manifestata non durante la ricopiatura, ma durante le operazioni di calcolo che hanno portato a risultati in contrasto con i limiti fisici del problema (es. $\eta > 100\%$)). Si può quindi consigliare l'adozione di un sistema di registrazione digitale, che consenta un semplice ma efficace controllo immediato della misura introdotta.

Come noto l'impianto infatti si costituisce di due porzioni gemelle ciascuna delle quali è costituita da un motore, dal suo impianto di recupero e dalle condotte di congiunzione con l'atomizzatore.

Alcune delle misure effettuate vengono distinte in funzione della linea di provenienza (la produzione di energia elettrica e l'energia dei fumi) mentre una parte degli apparati di contabilizzazione è comune: ad esempio i contatori del gas e dei servizi ausiliari.

Riportiamo di seguito le fonti utilizzate.

Voce	Fonte	UdM	Periodicità della misura	Tipo di dato
E CH ₄ (1)	Report Impianti	kWh	Giornaliera	Progressivo
E CH₄ (1): energia contenuta nella corrente di gas metano che alimenta entrambi i motori, la ripartizione avviene dopo il punto di misura fiscale, non è quindi possibile individuare a priori la corrente di metano inviata a ciascun motore				
E _{elett} (m1)	Registro fiscale di produzione elettrica	/	Giornaliera	Progressivo da moltiplicare per una costante

$E_{\text{elett}} (m2)$	Registro fiscale di produzione elettrica	/	Giornaliera	Progressivo da moltiplicare per una costante
$E_{\text{elett}} (mx)$: energia prodotta dall'alternatore collegato al motore, viene misurata distintamente per ogni motore. L'energia elettrica prodotta è funzione del carico a cui è sottoposto il motore, essa non è direttamente proporzionale rispetto alle ore di funzionamento del motore.				
$E_{\text{FA}} (m1)$	Report impianti	kWh	Giornaliera	Progressivo
$E_{\text{FA}} (m2)$	Report impianti	kWh	Giornaliera	Progressivo
$E_{\text{FA}} (mx)$: energia termica contenuta all'interno nella corrente di fumi e aria inviata all'atomizzatore.				
$E_{\text{ter R}} (m1)$	Report impianti	kWh	Giornaliera	Progressivo
$E_{\text{ter R}} (m2)$	Report impianti	kWh	Giornaliera	Progressivo
$E_{\text{ter R}} (mx)$: energia termica recuperata ed inviata al riscaldamento ambienti				
Ser. Ausiliari	Registro fiscale di produzione elettrica	/	Giornaliera	Progressivo da moltiplicare per una costante
Ser. Ausiliari : consumo di energia elettrica degli apparati ausiliari necessari ai gruppi motore. Viene effettuata una misura unica che comprende gli ausiliari di entrambi i motori.				
$E_{\text{CH}_4 (2)(m1)}$	Lecture contatori fiscali del gas	Sm^3	Mensile	Progressivo
$E_{\text{CH}_4 (2)(m2)}$	Lecture contatori fiscali del gas	Sm^3	Mensile	Progressivo
$E_{\text{CH}_4 (2)(mx)}$: consumo di metano del bruciatore. Misurato in modo distinto per ciascuna linea.				
h_{ATM1}	Registro controllo di produzione	h	Giornaliera	Misura
h_{ATM2}	Registro controllo di produzione	h	Giornaliera	Misura
h_{ATMX} : ore di funzionamento di un atomizzatore nell'arco della giornata.				

Il primo passo all'interno dell'analisi dei dati, è stato quello di confrontare le serie di dati raccolti e valutarne la completezza e la rispondenza agli

scopi dell'analisi; si è infatti osservato che, per la maggior parte delle variabili, sono disponibili i dati per l'ultimo quinquennio, ma l'arco temporale nel quale vi sono stati notevoli cambiamenti. In particolare vi è stata una riduzione della produzione, imputabile al periodo di crisi economica internazionale. Per questo motivo si è scelto di considerare attuali le sole serie annuali del 2010 e del 2011, in quanto rappresentative di uno scenario il più possibile simile a quello dell'anno in corso e del prossimo breve periodo.

Si prevede infatti uno scenario di lenta ripresa, le attuali politiche aziendali sono quindi volte ad organizzare la produzione in modo flessibile che consenta sia la sopravvivenza dell'azienda nel caso perduri l'attuale stato economico, sia un aumento della produzione in regime di ripresa che si prevede sarà comunque a crescita lenta.

Per poter analizzare più serie di dati occorre che queste si riferiscano ad uno stesso periodo temporale; per questo motivo si è innanzitutto scelta la base temporale delle 24 ore e si è cercato di rendere temporalmente omogenee tutte le misure.

Nel caso delle grandezze misurate in modo progressivo, le rilevazioni vengono effettuate ad orario tendenzialmente costante nell'arco della giornata, si è quindi ottenuta una misura delle 24 ore per differenza.

Per le misure riportate sul registro fiscale di produzione elettrica si è proceduto in modo analogo, moltiplicando la differenza per il numero caratteristico del contatore.

Ricondurre la misura mensile della quantità di gas utilizzata dai bruciatori a metano ad una portata di energia giornaliera, implica invece un numero di operazioni maggiori. Note le ore di utilizzo giornaliero dell'atomizzatore e supponendo che la portata oraria di alimentazione del gas metano sia costante si è stimato una portata giornaliera di Sm^3 di Gas naturale; si è poi convertito tale valore in kWh mediante la seguente espressione:

—————

(4,187/3600: fattore di conversione kcal-kWh, 8617 calore specifico)
Ottenuta la coerenza temporale per tutte le serie di dati si è potuto
procedere alle operazioni successive.

4.3 Elaborazione dei dati raccolti

Dopo aver svolto le di operazioni per rendere comparabili le serie di dati raccolti ed aver individuato nelle ventiquattro ore la base temporale di analisi dello stato di fatto è possibile fare alcune importanti valutazioni:

1. Con i dati disponibili non siamo in grado di ricavare lo stato di apertura delle valvole di intercettazione dei fumi. Le misure giornaliere non individuano un unico scenario possibile, ma vi sono diversi possibili scenari che possano portare allo stesso risultato (es. problema del carico parziale dei motori).
2. Alcune grandezze sono misurate in modo generale (es. $\text{CH}_4_{(1)}$) e non è possibile ripartire queste misure sulle singole linee senza rischiare di incorre in errori grossolani.

Ne consegue che:

- Non possiamo descrivere in modo preciso il sistema ma è possibile ricostruire un soluzione media giornaliera; essa risulta essere la somma delle varie condizioni che si sono succedute nelle ventiquattro ore.
- Per valutarne l'efficienza dobbiamo considerare il sistema nel suo complesso: non è possibile analizzare singolarmente ogni linea.

Per la valutazione del termine perdite utilizzeremo quindi la seguente espressione:

Definiamo ora il termine delle perdite complessive del sistema E_p come:

Ottenendo la nuova espressione:

Introduciamo ora l'equazione di bilancio di energia per il bruciatore:

Dove il termine E_{FA} è la misura dell'energia termica contenuta nella corrente di fumi e aria che viene trasportata lungo la condotta fino al bruciatore.

Possiamo quindi scrivere:

In quest'equazione tutti i termini sono misurati ad esclusione del termine E_p , che può quindi essere determinato su base giornaliera. Il motivo per cui questa grandezza risulta interessante è evidente: tanto minore è E_p , tanto maggiore sarà l'efficienza del nostro sistema.

Tuttavia conoscere il solo valore numerico di questa variabile, non ci consente di comparare due sistemi diversi: utilizziamo quindi le informazioni ricavate dall'equazione per ricavare indici rappresentativi dell'andamento del sistema e di paragonarlo con lo stato di progetto che andremo a studiare.

In particolare andremo ad introdurre i seguenti parametri:

- Calore utilizzato su calore disponibile
- Rendimento elettrico: η_{el}
- Rendimento termico: η_{ter}
- Rendimento di primo principio:
- PES

Riportiamo di seguito una breve descrizione di ciascuno di questi parametri.

Calore utilizzato su calore disponibile: questo parametro ci consente di sapere quanti fumi vengono inviati all'atomizzatore rispetto a quelli prodotti; lo ricaviamo dal seguente rapporto.

Rendimento elettrico (η_{el}): il rendimento elettrico ci fornisce un'informazione sull'efficienza del sistema nell'ambito della conversione dell'energia del combustibile in energia elettrica, possiamo esprimerlo nel seguente modo:

Rendimento termico (η_{ter}): il rendimento termico ci indica l'efficienza del sistema rispetto al suo utilizzo per la produzione di calore: da notare che questo rendimento nei sistemi cogenerativi è ovviamente inferiore rispetto ai sistemi adibiti alla sola generazione di calore. Il rendimento può essere espresso con la seguente formula:

Rendimento di primo principio (): il rendimento di primo principio si definisce come il rapporto tra l'energia utile ottenuta dal sistema e quella introdotta sotto forma di combustibile. Calcolando il rendimento di primo principio di due diversi impianti cogenerativi, è possibile confrontarli in termini di efficienza, l'espressione che utilizziamo per ricavare questo parametro è la seguente:

PES: Esprime il risparmio percentuale di combustibile che si ottiene producendo energia elettrica e calore in cogenerazione anziché separatamente.

Il calcolo del PES viene ottenuto utilizzando la seguente espressione:

$$\frac{\text{PES}}{\text{PES}} = \frac{\text{PES}}{\text{PES}}$$

In questa formula appaiono due termini nuovi: η_{CAR} e η_{CAR} , questi sono fissati dalla normativa per cogenerazioni ad alto rendimento (CAR) e sono tabulati nell'allegato IV del DM 4 agosto 2011 in funzione dell'anno di installazione e della tipologia di combustibile con cui sono alimentati.

Va sottolineato inoltre come il calcolo del PES vada eseguito in modo diverso a seconda del valore del rendimento di primo principio: se η_{CAR} è superiore al 75% tutta l'energia elettrica viene considerata prodotta in cogenerazione, se η_{CAR} è inferiore a questa soglia, è da considerare prodotta in cogenerazione solo l'energia elettrica prodotta contemporaneamente all'utilizzo dell'energia termica.

Il PES è inoltre utilizzato come limite per la definizione delle cogenerazioni ad alto rendimento, in particolare le condizioni per il riconoscimento sono così definite:

- Potenza <1MWe: PES>0;
- Potenza >= 1 MWe: PES>10%

Il calcolo del PES per il riconoscimento della qualifica CAR viene effettuato su base annuale, nelle seguenti pagine il termine PES sta ad indicare il risultato della formula precedentemente indicata e non il calcolo realizzato secondo quanto indicato dalle normative per il riconoscimento della qualifica CAR.

Si riportano ora di seguito i report mensili ottenuti dalle serie di dati elaborate.

MESE	GENNAIO	2010
En elettrica	1318919	kWh
En Termica	1498076,7	kWh
En Combustibile	3363777,4	kWh
n el	39,21%	
n th	44,54%	
n I° PRINCIPIO	83,75%	
PES	24,66%	

MESE	GENNAIO	2011
En elettrica	737993	kWh
En Termica	1019118,4	kWh
En Combustibile	1932758,7	kWh
n el	38,18%	
n th	52,73%	
n I° PRINCIPIO	90,91%	
PES	28,91%	

MESE	FEBBRAIO	2010
En elettrica	2141458	kWh
En Termica	2324134,1	kWh
En Combustibile	5478233,3	kWh
n el	39,09%	
n th	42,42%	
n I° PRINCIPIO	81,52%	
PES	23,03%	

MESE	FEBBRAIO	2011
En elettrica	1799653	kWh
En Termica	2046097,2	kWh
En Combustibile	4615505,7	kWh
n el	38,99%	
n th	44,33%	
n I° PRINCIPIO	83,32%	
PES	24,27%	

MESE	MARZO	2010
En elettrica	1588367	kWh
En Termica	1934780,5	kWh
En Combustibile	4034186,8	kWh
n el	39,37%	
n th	47,96%	
n I° PRINCIPIO	87,33%	
PES	27,13%	

MESE	MARZO	2011
En elettrica	1583215	kWh
En Termica	1535350,1	kWh
En Combustibile	3931292	kWh
n el	40,27%	
n th	39,05%	
n I° PRINCIPIO	79,33%	
PES	21,98%	

MESE	APRILE	2010
En elettrica	1543608	kWh
En Termica	1286087,7	kWh
En Combustibile	3928738,7	kWh
n el	39,29%	
n th	32,74%	
n I° PRINCIPIO	72,03%	
PES	15,61%	

MESE	APRILE	2011
En elettrica	1400462	kWh
En Termica	1126031	kWh
En Combustibile	3671487,2	kWh
n el	38,14%	
n th	30,67%	
n I° PRINCIPIO	68,81%	
PES	12,04%	

MESE	MAGGIO	2010
En elettrica	1667969	kWh
En Termica	1256882,5	kWh
En Combustibile	3782274	kWh
n el	44,10%	
n th	33,23%	

MESE	MAGGIO	2011
En elettrica	1602148	kWh
En Termica	898390	kWh
En Combustibile	4215687,3	kWh
n el	38,00%	
n th	21,31%	

n I° PRINCIPIO	77,33%	
PES	22,31%	

n I° PRINCIPIO	59,32%	
PES	1,96%	

MESE	GIUGNO	2010
En elettrica	1788046	kWh
En Termica	1261953,6	kWh
En Combustibile	4575461,5	kWh
n el	39,08%	
n th	27,58%	
n I° PRINCIPIO	66,66%	
PES	10,55%	

MESE	GIUGNO	2011
En elettrica	1615900	kWh
En Termica	921377	kWh
En Combustibile	4184127,6	kWh
n el	38,62%	
n th	22,02%	
n I° PRINCIPIO	60,64%	
PES	3,93%	

MESE	LUGLIO	2010
En elettrica	1368722	kWh
En Termica	1008280,3	kWh
En Combustibile	3455207,1	kWh
n el	39,61%	
n th	29,18%	
n I° PRINCIPIO	68,79%	
PES	12,90%	

MESE	LUGLIO	2011
En elettrica	2021127	kWh
En Termica	1115116,2	kWh
En Combustibile	5443761,1	kWh
n el	37,13%	
n th	20,48%	
n I° PRINCIPIO	57,61%	
PES	-0,77%	

MESE	AGOSTO	2011
En elettrica	262265	kWh
En Termica	106794,1	kWh
En Combustibile	613395,4	kWh
n el	42,76%	
n th	17,41%	
n I° PRINCIPIO	60,17%	
PES	6,32%	

MESE	AGOSTO	2011
En elettrica	1539168	kWh
En Termica	687359,3	kWh
En Combustibile	4040380,5	kWh
n el	38,09%	
n th	17,01%	
n I° PRINCIPIO	55,11%	
PES	-3,16%	

MESE	SETTEMBRE	2010
En elettrica	1477718	kWh
En Termica	1501698,3	kWh
En Combustibile	3754086,7	kWh
n el	39,36%	
n th	40,00%	
n I° PRINCIPIO	79,36%	
PES	21,57%	

MESE	SETTEMBRE	2011
En elettrica	2141722	kWh
En Termica	1569662,1	kWh
En Combustibile	5799391,1	kWh
n el	36,93%	
n th	27,07%	
n I° PRINCIPIO	64,00%	
PES	6,43%	

MESE	OTTOBRE	2010
En elettrica	2276011	kWh
En Termica	1887650,7	kWh

MESE	OTTOBRE	2011
En elettrica	1562071	kWh
En Termica	1624828,4	kWh

En Combustibile	5811504,2	kWh
n el	39,16%	
n th	32,48%	
n I° PRINCIPIO	71,65%	
PES	15,21%	

En Combustibile	4142174,7	kWh
n el	37,71%	
n th	39,23%	
n I° PRINCIPIO	76,94%	
PES	18,87%	

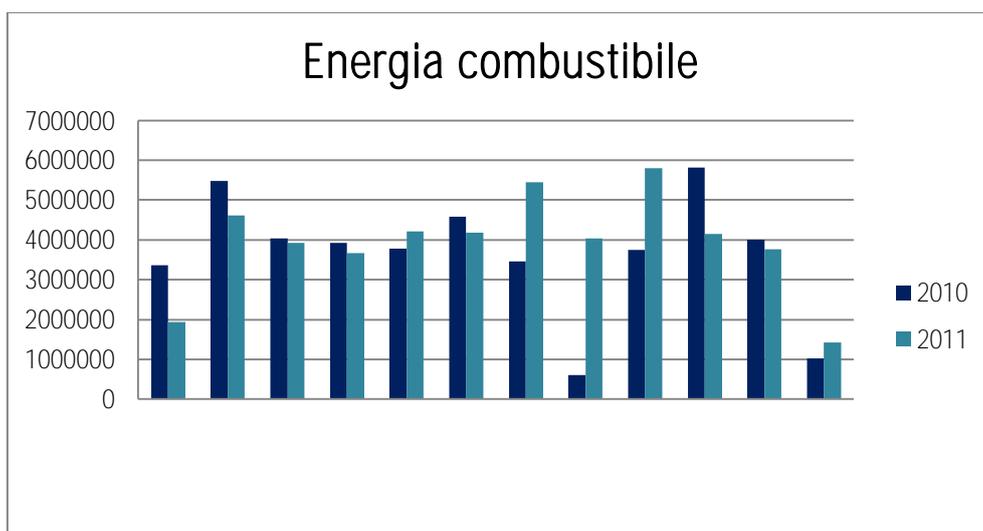
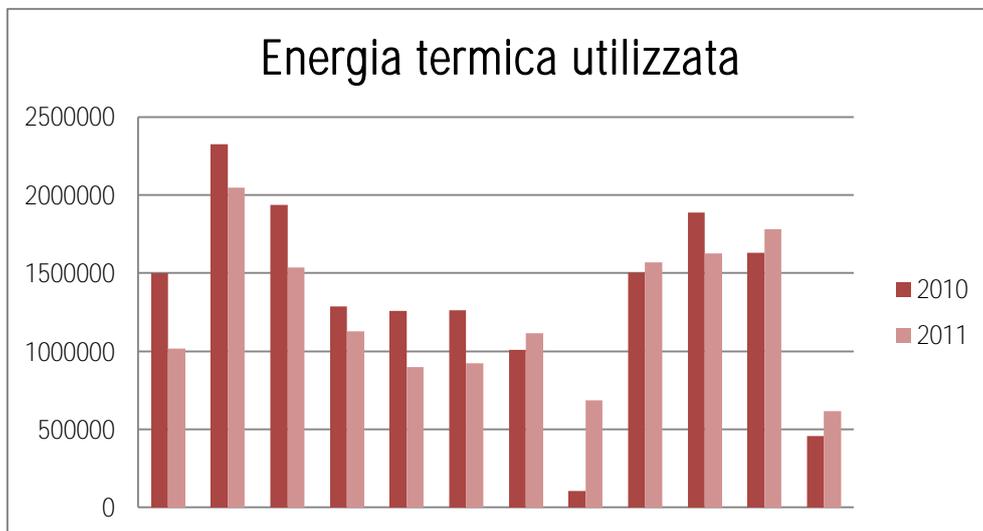
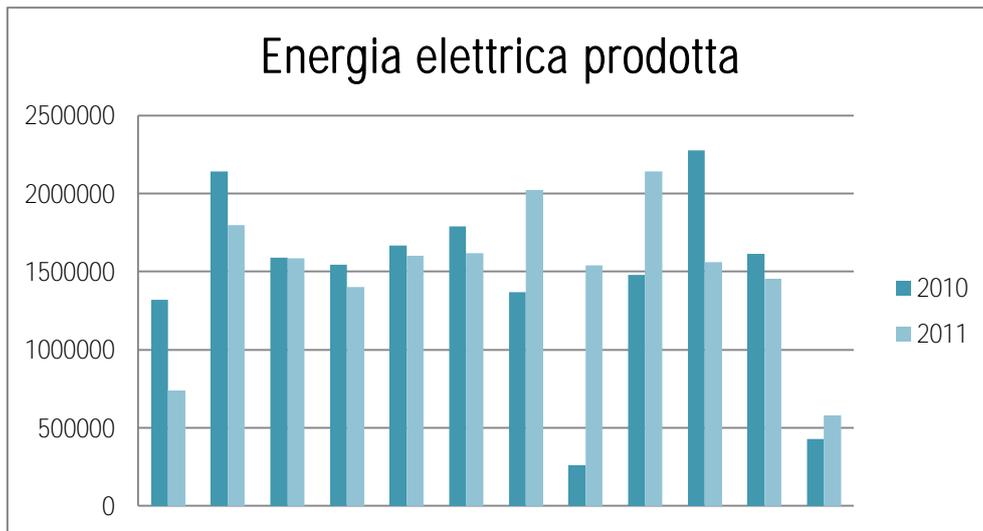
MESE	NOVEMBRE	2010
En elettrica	1613297	kWh
En Termica	1630542,4	kWh
En Combustibile	4008670,8	kWh
n el	40,25%	
n th	40,68%	
n I° PRINCIPIO	80,92%	
PES	23,13%	

MESE	NOVEMBRE	2011
En elettrica	1453582	kWh
En Termica	1779718	kWh
En Combustibile	3771792,6	kWh
n el	38,54%	
n th	47,18%	
n I° PRINCIPIO	85,72%	
PES	25,72%	

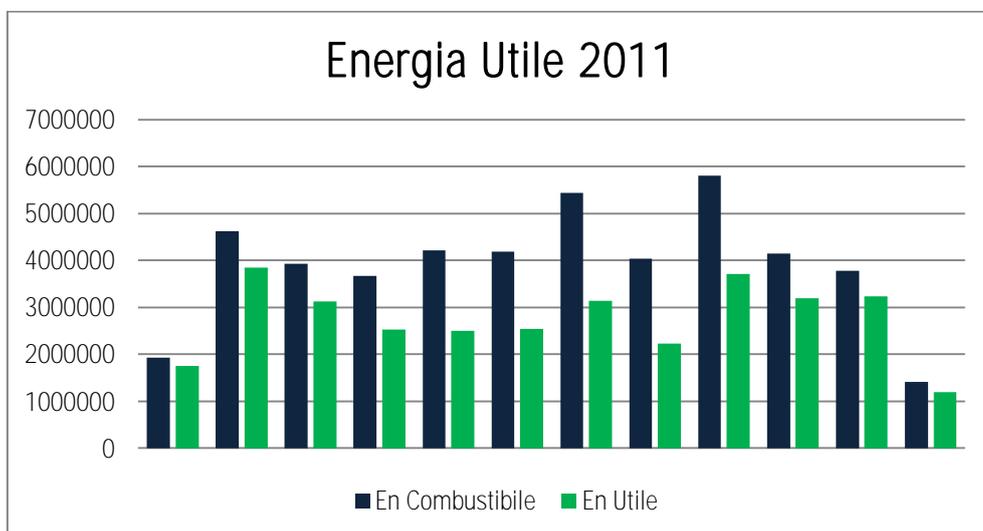
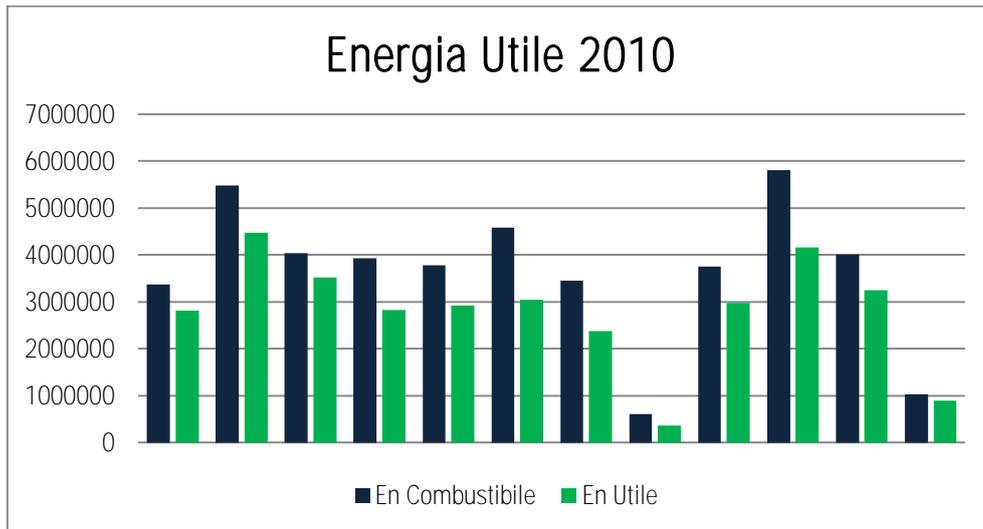
MESE	DICEMBRE	2010
En elettrica	430679	kWh
En Termica	457438,5	kWh
En Combustibile	1029400,8	kWh
n el	41,84%	
n th	44,44%	
n I° PRINCIPIO	86,28%	
PES	27,47%	

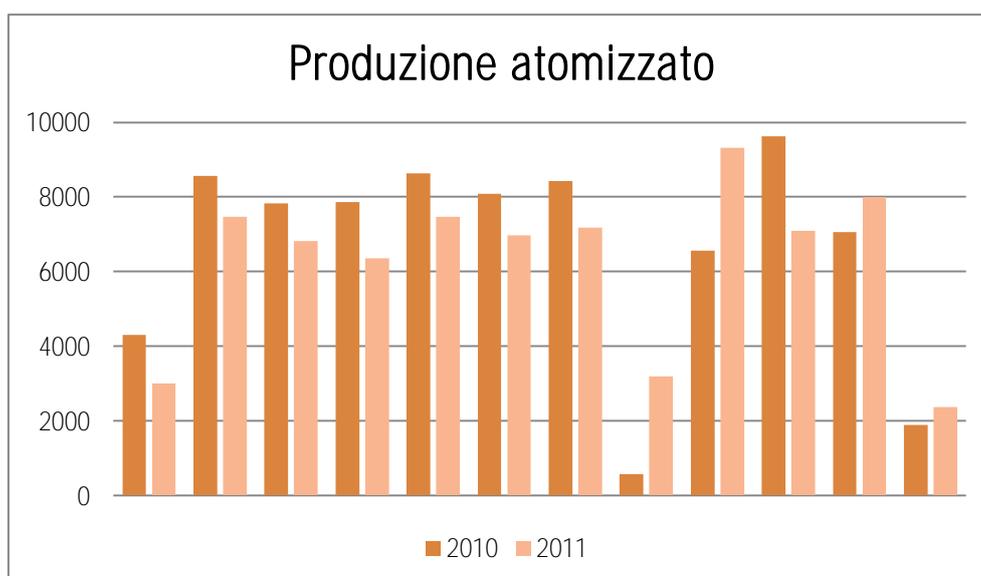
MESE	DICEMBRE	2011
En elettrica	581910	kWh
En Termica	618308,2	kWh
En Combustibile	1415963,8	kWh
n el	41,10%	
n th	43,67%	
n I° PRINCIPIO	84,76%	
PES	26,17%	

Per una più immediata comprensione gli stessi dati vengono riportati anche in forma grafica:



Chiameremo Energia Utile una variabile di progetto definita come la quantità di energia che riusciamo a sfruttare nel sistema, possiamo esprimerla matematicamente come la somma dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica utilizzata. Confrontare questa grandezza con l'energia del combustibile ci consente di avere immediatamente una fotografia chiara dell'andamento del sistema.





Dai dati appena riportati si nota come gli andamenti delle serie numeriche relative agli anni 2010 e 2011 siano molto vicini nei mesi in cui siano operative le unità produttive, mentre la principale differenza si denota nei mesi a ridotta capacità produttiva: luglio e agosto. Il confronto dei consumi energetici di questi mesi con il grafico della produzione di atomizzato, ci fa supporre che, nei mesi di luglio e agosto 2011, l'azienda abbia scelto di utilizzare i gruppi cogenerativi principalmente per motivi di convenienza economica, non potendo sfruttare l'energia termica prodotta: quest'ipotesi trova conferma nel valore di rendimento di primo principio per questi due mesi.

n° PRINCIPIO	57,61%	LUGLIO 2011
n° PRINCIPIO	55,11%	AGOSTO 2011

Un'ulteriore conferma è possibile trovarla nei grafici dell'Energia Utile dell'anno 2011 dove possiamo notare che il differenziale tra l'energia del combustibile e l'energia utile è notevolmente più ampio rispetto agli altri mesi dell'anno, in particolare nel luglio 2011.

Si riportano di seguito i valori medi su base annuale dei parametri di riferimento:

Medie Annuali 2010	
<i>Calore utilizzato su calore disponibile</i>	55,7%
η ELETTRICO	37,4%
η TERMICO	36,3%
η di 1° PRINCIPIO	75,4%

Medie Annuali 2011	
<i>Calore utilizzato su calore disponibile</i>	51,6%
η ELETTRICO	36,4%
η TERMICO	31,8%
η di 1° PRINCIPIO	70,0%

Questi dati su base annuale confermano la generale continuità tra i profili dei due anni considerati (i rendimenti differiscono di pochi punti percentuali) ed in aggiunta alle considerazioni già presentate mostrano un altro aspetto del problema fino ad ora non considerato: il sistema annualmente utilizza solo il 50-55% dell'energia termica prodotta. Questo parametro ci conferma quindi che i motori alternativi vengono utilizzati per produrre energia elettrica anche quando non è possibile inviare l'energia termica all'impianto.

CAPITOLO 5

Prestazioni energetiche delle ipotesi sostitutive

5.1 Modalità operative considerate per il confronto

Per eseguire un'analisi il più possibile corretta e attinente alla realtà, si devono prendere in esame molteplici aspetti. Risulta di particolare importanza analizzare anche le problematiche di gestione, ovvero, una volta definito lo strumento occorre capire come questo può essere utilizzato; potremmo più semplicemente dire che “per conoscere i consumi non basta conoscere il modello dell'automobile ma è necessario conoscere anche lo stile di guida dell'autista”.

Come già descritto nelle pagine precedenti, i gruppi cogenerativi possono essere utilizzati secondo due modalità che hanno scopi diversi: in un primo caso utilizzeremo il gruppo cogenerativo per minimizzare l'energia termica da dover produrre mediante bruciatori, questa tipologia di utilizzo è detta ad **inseguimento termico**. Il gestore ha come obiettivo quello di produrre l'energia termica quando effettivamente ve ne sia bisogno, in altre parole se la richiesta termica è assente, il motore è fermo. Si può notare come questo profilo d'utilizzo sia quello che garantisce il minor spreco di energia ma allo stesso tempo non è immediatamente valutabile la sua rendita economica, ed essa può subire variazioni nel tempo a seconda dell'andamento della richiesta termica.

Un altro tipo di approccio di gestione, è quello definito ad **inseguimento elettrico**: il gestore in questo caso si pone come obiettivo quello di produrre energia elettrica nel campo di redditività economica. Diversamente dal caso precedente, in questo profilo d'utilizzo l'energia termica che viene prodotta potrebbe essere superflua o non necessaria: in questo caso, come già esposto, tale energia viene inviata a camino mediante la corrente dei fumi con un possibile spreco energetico.

Al fine di definire gli scenari con cui realizzare le simulazione è stata utilizzata la seguente tabella a doppia entrata, nella quale le colonne individuano le configurazione impiantistiche, mentre le righe i possibili profili d'utilizzo.

	Configurazione A	Configurazione B
1 Inseguimento Termico	A1	B1
2 Inseguimento Elettrico	A2	B2

Per configurazione A intendiamo l'ipotesi di ammodernamento che prevede la sostituzione di uno dei due motori con un motore da 1,8 MWel Jenbacher (indicata nel capitolo 3 par 3.2 con la lettera b)).

La configurazione B prevede la sostituzione di entrambi i motori con un motore Wartsila da 4 MWel: quest'ipotesi non prevede solo rimozione dei motori Rolls Royce, ma anche la realizzazione di un nuovo atomizzatore ATM90 che sostituisca che sostituisca gli ATM 35 attualmente in funzione.

Si individuano quindi quattro scenari possibili, ciascuno dei quali individuato da una lettera (la configurazione impiantistica) e da un numero (il profilo di utilizzo).

È importante notare come gli scenari individuati per ciascuna configurazione, rappresentano gli scenari limite della stessa, ad esempio per la configurazione A gli scenari A1 e A2 rappresentano rispettivamente lo scenario in cui si cerca di minimizzare l'energia persa e lo scenario dove lo spreco di energia è secondario rispetto alla rendita economica. Nessuno di questi due scenari raffigura correttamente la

realtà, secondo i dati in nostro possesso l'andamento reale si colloca tra i due scenari che vengono simulati:

$$\mathbf{A1 < A^* < A2}$$

Con A*: andamento reale della configurazione A.

5.2 Confronto delle ipotesi sostitutive

Per poter proseguire nell'analisi e valutare l'efficienza degli scenari appena elencati occorre individuare il fabbisogno termico di ciascuna delle configurazioni impiantistiche.

Nella configurazione A l'unica modifica alle componenti impiantistiche riguarda la sostituzione di uno dei motori Rolls Royce con un motore più moderno. La porzione di impianto riguardante gli atomizzatori non viene modificata così come non varierà la loro richiesta di calore per la lavorazione dell'atomizzato, per questo motivo per ottenere il profilo di carico è necessario stimare l'energia termica complessivamente richiesta da ogni singolo atomizzatore.

Per la configurazione B l'individuazione del fabbisogno termico è evidentemente più complessa di quella del caso precedente. Dalle schede tecniche SACMI (uno dei principali costruttori di atomizzatori) è stato possibile ottenere i seguenti dati di un ATM90:

Dati ATM 90				
Massima H2O evaporata	9000	l/h		
Potenza Termica	7500000	kcal/h	9000	kWh/h
Temperatura d'ingresso torre	500-600	°C		
Consumo specifico d'evaporazione	700-800	kcal/l h2o		
Umidità barbottina in ingresso	30-50	%		

È noto¹ inoltre che la barbottina inviata all'atomizzatore assume valori comparabili con quelli di seguito riportati:

Barbottina				
Densità Barbottina	1700	g/l		
Umidità	34%			
Consumo specifico d'evaporazione	750	cal/g	900	kWh/ton

Questo ci consente di stimare che il quantitativo massimo di tonnellate lavorabili dall'ATM è pari a circa 29 ton/h.

¹ Dati da letteratura del settore ceramico

Per quantificare il fabbisogno termico si è comparato la capacità produttiva giornaliera del nuovo atomizzatore con quella della configurazione precedente, e se il sistema è in grado di lavorarla si è calcolato il fabbisogno termico che ne deriva.

Ai fini del confronto risulta significativo riuscire a quantificare i consumi di gas naturale nei vari scenari per fare questo si sono adottate le seguenti espressioni.

Dove $E_{CH4(2)}$ è l'energia termica utile che è possibile ottenere dal gruppo motore.

Il termine 0,17 indica la quantità di energia termica che non è possibile recuperare. Da queste due espressioni, noti il fabbisogno giornaliero dell'atomizzatore ed il rendimento elettrico del motore è possibile ricavare i consumi di gas metano del bruciatore ($E_{CH4(2)}$) e del motore ($E_{CH4(1)}$),

Riportiamo informazioni necessarie per ciascun motore:

Dati Motore Jenbacher		
Potenza Installata	1800	kW
Rendimento Elettrico	46,3%	
Energia El prodotta	1800	kWh/h funzionamento
Energia Th prodotta	2088	kWh/h funzionamento
Energia Th utile	1733	kWh/h funzionamento
Energia Combustibile Immessa	3888	kWh/h funzionamento
Servizi Ausiliari	81	kWh/h funzionamento

Dati Motore Roll Royce		
Potenza Installata	2600	kW
Rendimento Elettrico	36,4%	

Energia El prodotta	2600	kWh/h funzionamento
Energia Th prodotta	4542,86	kWh/h funzionamento
Energia Th utile	3770,57	kWh/h funzionamento
Energia Combustibile Immessa	7143	kWh/h funzionamento
Servizi Ausiliari	117	kWh/h funzionamento

Dati Motore Warsila

Potenza Instalalta	4000	kW
Rendimento Elettrico	42,9%	
Energia El prodotta	4000	kWh/h funzionamento
Energia Th prodotta	5324	kWh/h funzionamento
Energia Th utile	4259	kWh/h funzionamento
Energia Combustibile Immessa	9324	kWh/h funzionamento
Servizi Ausiliari	180	kWh/h funzionamento

Siamo quindi in possesso di informazioni sufficienti per descrivere l'andamento di ciascuno dei motori che si prevede impiegare nelle configurazioni ipotizzate.

Si illustrano di seguito le operazioni principali svolte per la simulazione di ciascuno scenario.

A1) Come noto la configurazione A si costituisce di due motori, a ciascuno dei quali è stato associato un atomizzatore, al motore Jenbacher è stato associato l'ATM35 che storicamente presenta un maggior numero di ore di lavorazione.

Il sistema utilizzato per la simulazione, valuta giornalmente se il gruppo cogenerativo è in grado di fornire l'energia termica necessaria all'atomizzatore, calcola l'energia elettrica prodotta contestualmente a quella termica. Se l'energia termica che è possibile cogenerare non fosse sufficiente per i fabbisogni dell'atomizzatore viene calcolato il consumo del bruciatore accoppiato.

Queste operazioni vengono svolte per ciascun motore e vengono inoltre stimati i consumi dei servizi ausiliari comuni ai due motori.

A2) Si assume che il gruppo cogenerativo sia attivo per 16 ore al giorno, vengono quindi calcolate l'energia elettrica e l'energia termica prodotte dal sistema. L'energia termica viene comparata con il fabbisogno termico dell'atomizzatore, si può quindi calcolare l'energia termica che viene effettivamente recuperata ed i consumi del bruciatore a metano di supporto.

B1) La configurazione B si compone di un motore da 4MWel che viene installato in sostituzione dei gruppi motore già presenti. Noto, dal profilo di carico realizzato, il fabbisogno termico dell'ATM 90 accoppiato al motore e le ore di lavorazione dello stesso, viene stimata l'energia termica che il motore è in grado di fornire al sistema. Si ricavano inoltre: l'energia elettrica prodotta contestualmente, il consumo del bruciatore d'integrazione.

B2) Analogamente al caso A2 si presume che il gruppo cogenerativo sia in funzione per 16 ore al giorno, vengono quindi calcolate l'energia elettrica, l'energia termica prodotte dal sistema e il consumo di combustibile da parte del motore. Il fabbisogno termico dell'ATM 90 viene confrontato con l'energia prodotta da parte del cogeneratore e viene valutata la quantità di energia termica recuperata ed i consumi del bruciatore.

5.3 Presentazione e commento dei risultati

Per ciascuno degli scenari appena presentati è stata eseguita un'analisi con passo giornaliero.

Al fine di rendere fruibili i dati ottenuti dalla simulazione, sono stati realizzati i report annuali e mensili di seguito presentati.

Medie Annuali

A1		A2	
η ELETTRICO	43,4%	η ELETTRICO	38,4%
η TERMICO	48,2%	η TERMICO	29,5%
η I° PRINCIPIO	88,2%	η I° PRINCIPIO	67,9%

B1		B2	
η ELETTRICO	41,0%	η ELETTRICO	41,0%
η TERMICO	45,7%	η TERMICO	29,5%
η I° PRINCIPIO	86,6%	η I° PRINCIPIO	70,5%

Nelle pagine successive si riportano gli estratti mensili ottenuti dalle simulazioni ed i corrispondenti grafici comparativi.

A1	Configurazione A - Profilo di Utilizzo 1 - JB 1,8 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	η el	η th	η l° P	PES
GENNAIO	360000	346556	800864	937000	45,0%	43,3%	88,2%	28,4%
FEBBRAIO	621000	597810	1341253	1908851	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
MARZO	333000	320565	719222	967625	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
APRILE	486000	467851	1049676	1360743	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
MAGGIO	446400	429730	964147	1055933	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
GIUGNO	599400	577016	1294600	1258015	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
LUGLIO	684395	658837	1478174	733810	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
AGOSTO	253800	244322	548164	712179	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
SETTEMBRE	783000	753760	1691145	1941052	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
OTTOBRE	522000	502507	1127430	1235590	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
NOVEMBRE	730800	703509	1578402	1188539	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%
DICEMBRE	294300	283310	635637	654235	46,3%	44,6%	90,9%	30,5%

A1	Configurazione A - Profilo di Utilizzo 1 - RR 2,6 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	n el	n th	h l° P	PES
GENNAIO	65000	94264	178571	66624	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
FEBBRAIO	592220	858850	1626979	281732	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
MARZO	860909	1248507	2365133	262376	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
APRILE	555913	806196	1527234	81731	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
MAGGIO	786649	1140814	2161124	9982	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
GIUGNO	472252	684869	1297396	658	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
LUGLIO	434200	629685	1192857	842892	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
AGOSTO	224873	326116	617784	12117	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
SETTEMBRE	623151	903706	1711953	65815	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
OTTOBRE	664561	963759	1825716	567059	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
NOVEMBRE	522766	758126	1436172	339185	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%
DICEMBRE	34595	50170	95041	0	36,4%	52,8%	89,2%	27,1%

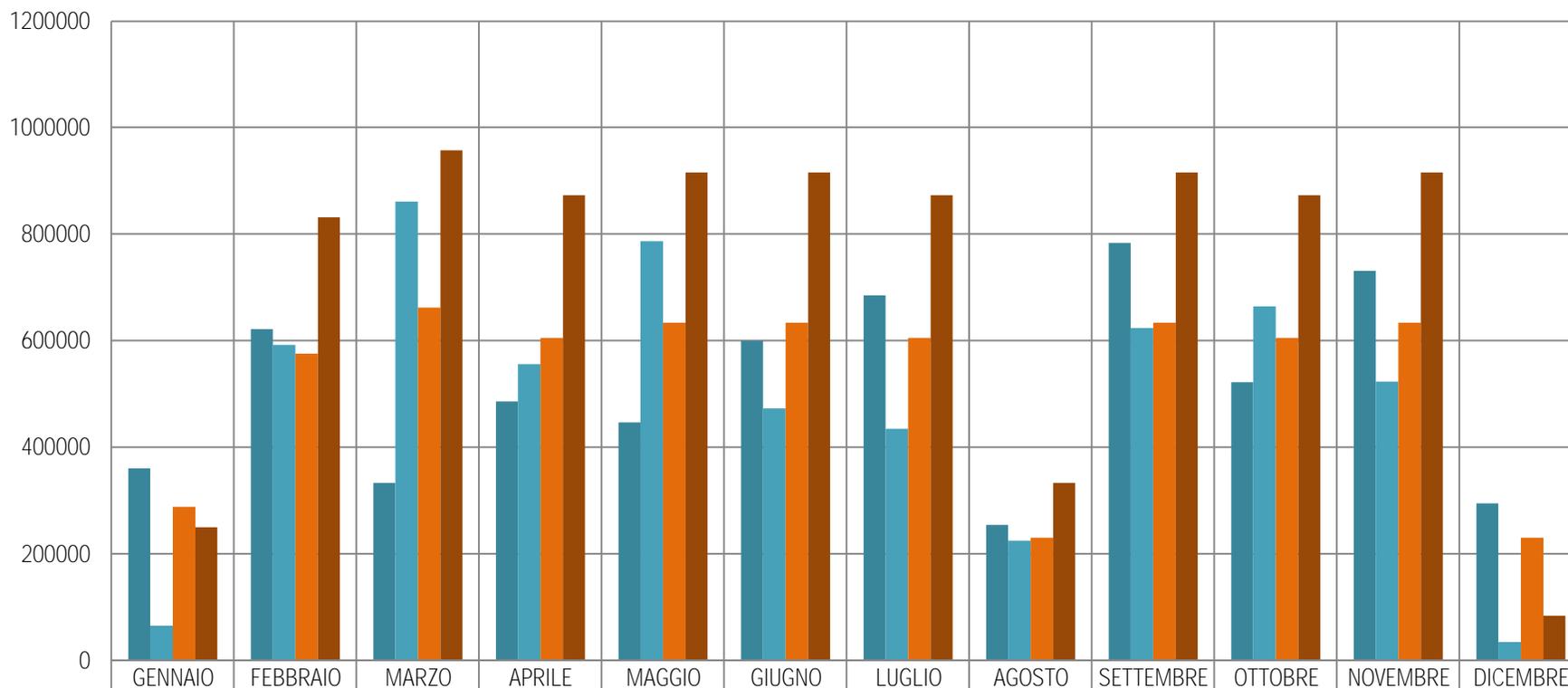
A2	Configurazione A - Profilo di Utilizzo 2 - JB 1,8 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	n el	n th	h l° P	PES
GENNAIO	288000	258184	684233	1025372	42,1%	37,7%	79,8%	21,5%
FEBBRAIO	576000	443592	1244060	2063069	46,3%	35,7%	82,0%	24,8%
MARZO	662400	237391	1430670	1050798	46,3%	16,6%	62,9%	8,9%
APRILE	604800	356953	1306263	1471642	46,3%	27,3%	73,6%	18,6%
MAGGIO	633600	344824	1368467	1140840	46,3%	25,2%	71,5%	16,9%
GIUGNO	633600	466985	1368467	1368047	46,3%	34,1%	80,4%	23,8%
LUGLIO	604800	538409	1306263	854238	46,3%	41,2%	87,5%	28,5%
AGOSTO	230400	188873	497624	767628	46,3%	38,0%	84,3%	26,4%
SETTEMBRE	633600	592611	1368467	2102200	46,3%	43,3%	89,6%	29,8%
OTTOBRE	604800	424532	1306263	1313565	46,3%	32,5%	78,8%	22,6%
NOVEMBRE	633600	545826	1368467	1346222	46,3%	39,9%	86,2%	27,6%
DICEMBRE	230400	214865	497624	722679	46,3%	43,2%	89,5%	29,7%

A2	Configurazione A - Profilo di Utilizzo 2 A- RR 2,6 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	n el	n th	h l° P	PES
GENNAIO	249600	94264	685714	66624	36,4%	13,7%	50,1%	-11,7%
FEBBRAIO	832000	702371	2285714	438211	36,4%	30,7%	67,1%	9,3%
MARZO	956800	954402	2628571	556481	36,4%	36,3%	72,7%	14,6%
APRILE	873600	689308	2400000	198619	36,4%	28,7%	65,1%	7,3%
MAGGIO	915200	1118191	2514286	32606	36,4%	44,5%	80,9%	21,3%
GIUGNO	915200	684869	2514286	658	36,4%	27,2%	63,6%	5,7%
LUGLIO	873600	541077	2400000	931500	36,4%	22,5%	58,9%	0,3%
AGOSTO	332800	326116	914286	12117	36,4%	35,7%	72,1%	14,0%
SETTEMBRE	915200	877312	2514286	92209	36,4%	34,9%	71,3%	13,3%
OTTOBRE	873600	799739	2400000	731079	36,4%	33,3%	69,7%	11,8%
NOVEMBRE	915200	684600	2514286	412711	36,4%	27,2%	63,6%	5,7%
DICEMBRE	83200	50170	228571	0	36,4%	21,9%	58,3%	-0,4%

B1	Configurazione B - Profilo di Utilizzo 1 -WR 4 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	n el	n th	h l° P	PES
GENNAIO	862994	918918	2011642	484044	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
FEBBRAIO	1775561	1890621	4138837	1202777	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
MARZO	1907515	2031126	4446423	1098005	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
APRILE	1795837	1912211	4186101	1024665	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
MAGGIO	1772624	1887493	4131990	1110578	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
GIUGNO	1859683	1980194	4334925	1125246	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
LUGLIO	1809583	1926848	4218143	1157725	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
AGOSTO	694080	739058	1617903	513380	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
SETTEMBRE	2075503	2210000	4838003	1502424	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
OTTOBRE	1895908	2018767	4419367	1144105	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
NOVEMBRE	2048681	2181440	4775481	1290785	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%
DICEMBRE	617159	657152	1438599	382416	42,9%	45,7%	88,6%	27,4%

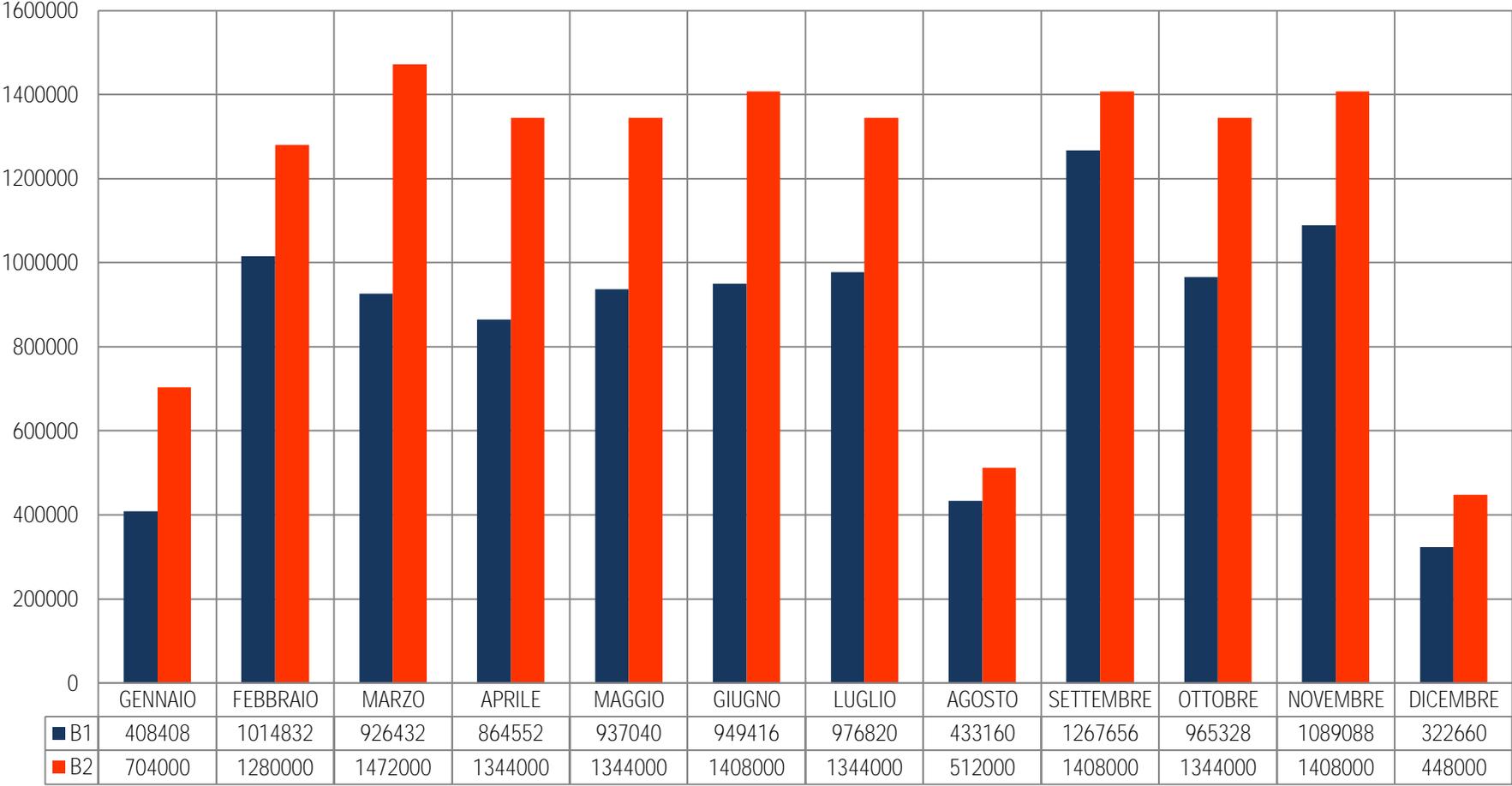
B2	Configurazione B - Profilo di Utilizzo 2 -WR 4 MW							
MESE	En elettrica	En Termica	En Comb	En Bruciat	n el	n th	h l° P	PES
GENNAIO	704000	434874	1641026	484044	42,9%	26,5%	69,4%	12,5%
FEBBRAIO	1280000	1027308	2983683	1256064	42,9%	34,4%	77,3%	19,4%
MARZO	1472000	986467	3431235	1098005	42,9%	28,7%	71,6%	14,6%
APRILE	1344000	920577	3132867	1024665	42,9%	29,4%	72,3%	15,2%
MAGGIO	1344000	968390	3132867	1139950	42,9%	30,9%	73,8%	16,5%
GIUGNO	1408000	990981	3282051	1145205	42,9%	30,2%	73,1%	15,9%
LUGLIO	1344000	1014513	3132867	1183332	42,9%	32,4%	75,3%	17,7%
AGOSTO	1472000	411525	3431235	563085	42,9%	12,0%	54,9%	0,4%
SETTEMBRE	1408000	1267519	3282051	1584707	42,9%	38,6%	81,5%	24,8%
OTTOBRE	1344000	1024493	3132867	1147495	42,9%	32,7%	75,6%	20,4%
NOVEMBRE	1408000	1131608	3282051	1318840	42,9%	34,5%	77,4%	21,8%
DICEMBRE	448000	330766	1044289	395219	42,9%	31,7%	74,6%	19,6%

Produzione Energia Elettrica nelle configurazioni A1 e A2 - Grafico 5.1

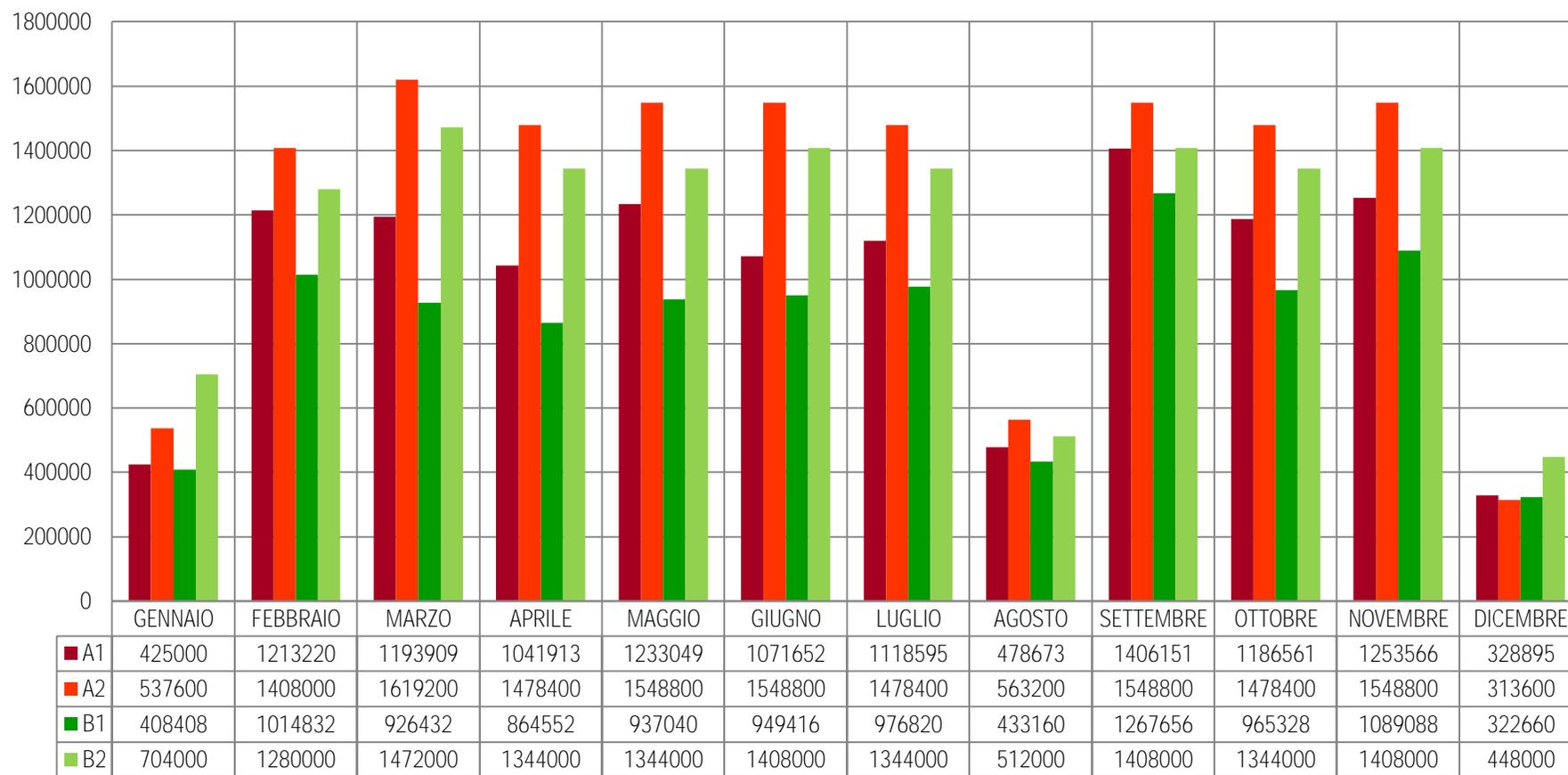


	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
A1 - JB	360000	621000	333000	486000	446400	599400	684395	253800	783000	522000	730800	294300
A1 - RR	65000	592220	860909	555913	786649	472252	434200	224873	623151	664561	522766	34595
A2 - JB	288000	576000	662400	604800	633600	633600	604800	230400	633600	604800	633600	230400
A2 - RR	249600	832000	956800	873600	915200	915200	873600	332800	915200	873600	915200	83200

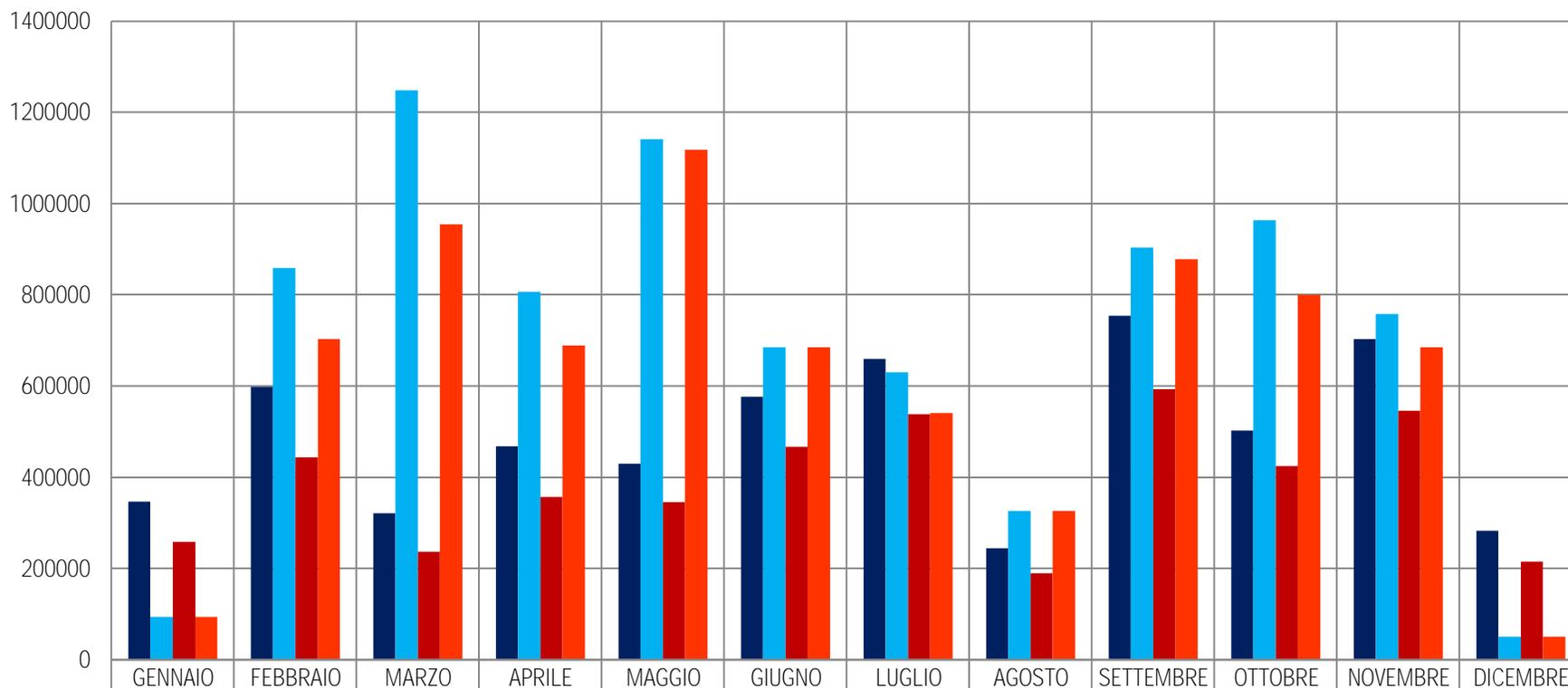
Produzione energia elettrica nelle configurazioni B1 e B2 - Grafico 5.2



Produzione complessiva di E. Elettrica nelle configurazioni A1, A2, B1, B2 -
Grafico 5.3

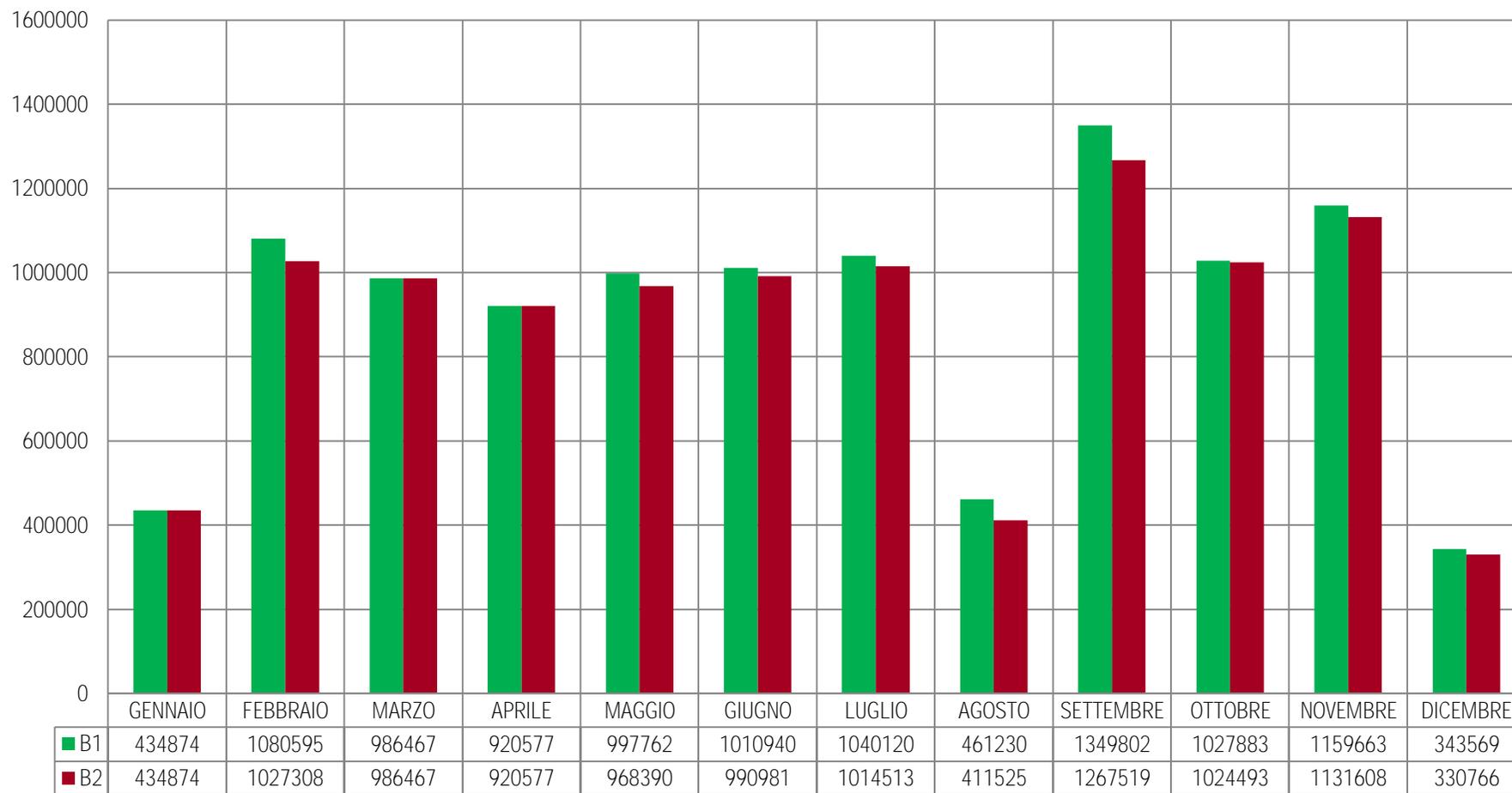


Recupero Energia Termica nelle configurazioni A1 e A2 - Grafico 5.4

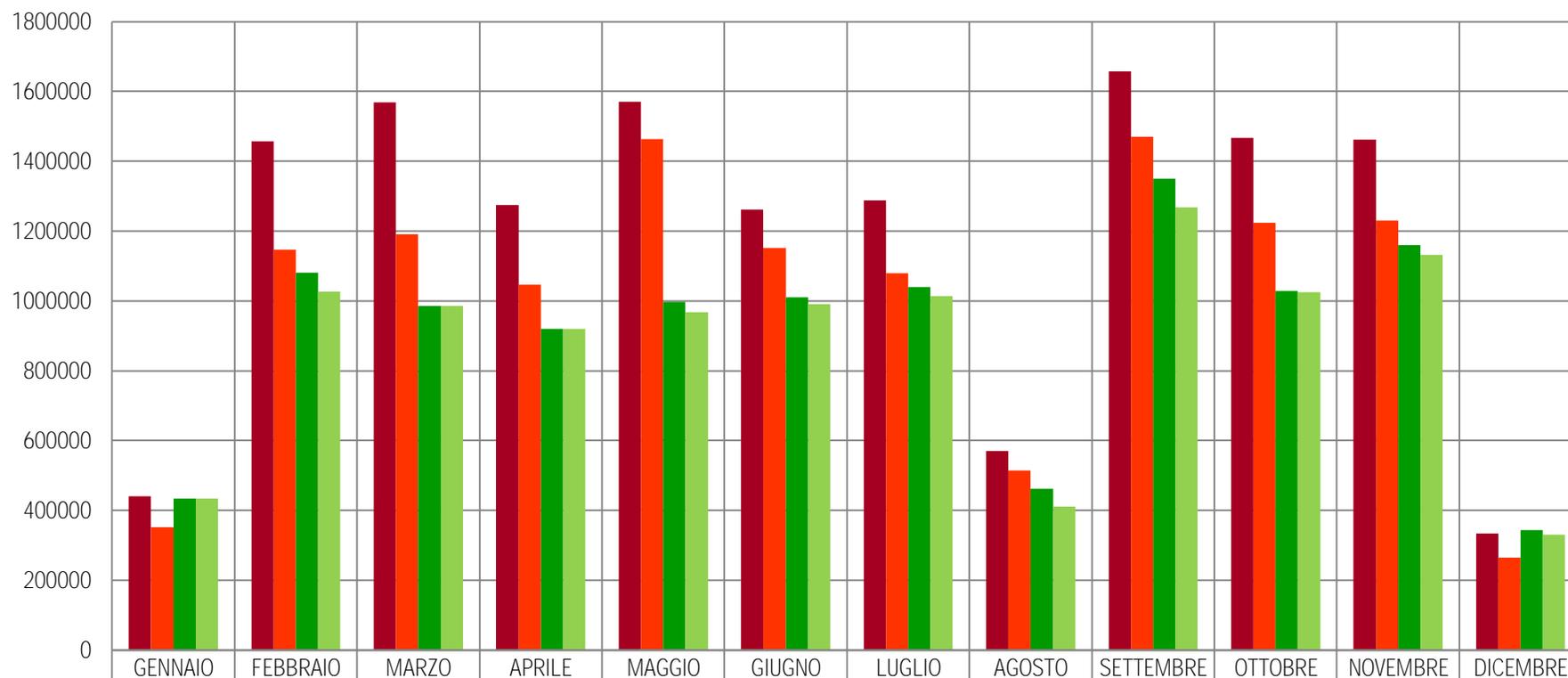


■ A1 - JB	346556	597810	320565	467851	429730	577016	658837	244322	753760	502507	703509	283310
■ A1 - RR	94264	858850	1248507	806196	1140814	684869	629685	326116	903706	963759	758126	50170
■ A2 - JB	258184	443592	237391	356953	344824	466985	538409	188873	592611	424532	545826	214865
■ A2 - RR	94264	702371	954402	689308	1118191	684869	541077	326116	877312	799739	684600	50170

Recupero energia termica nelle confiurazioni B1 e B2 - Grafico 5.5

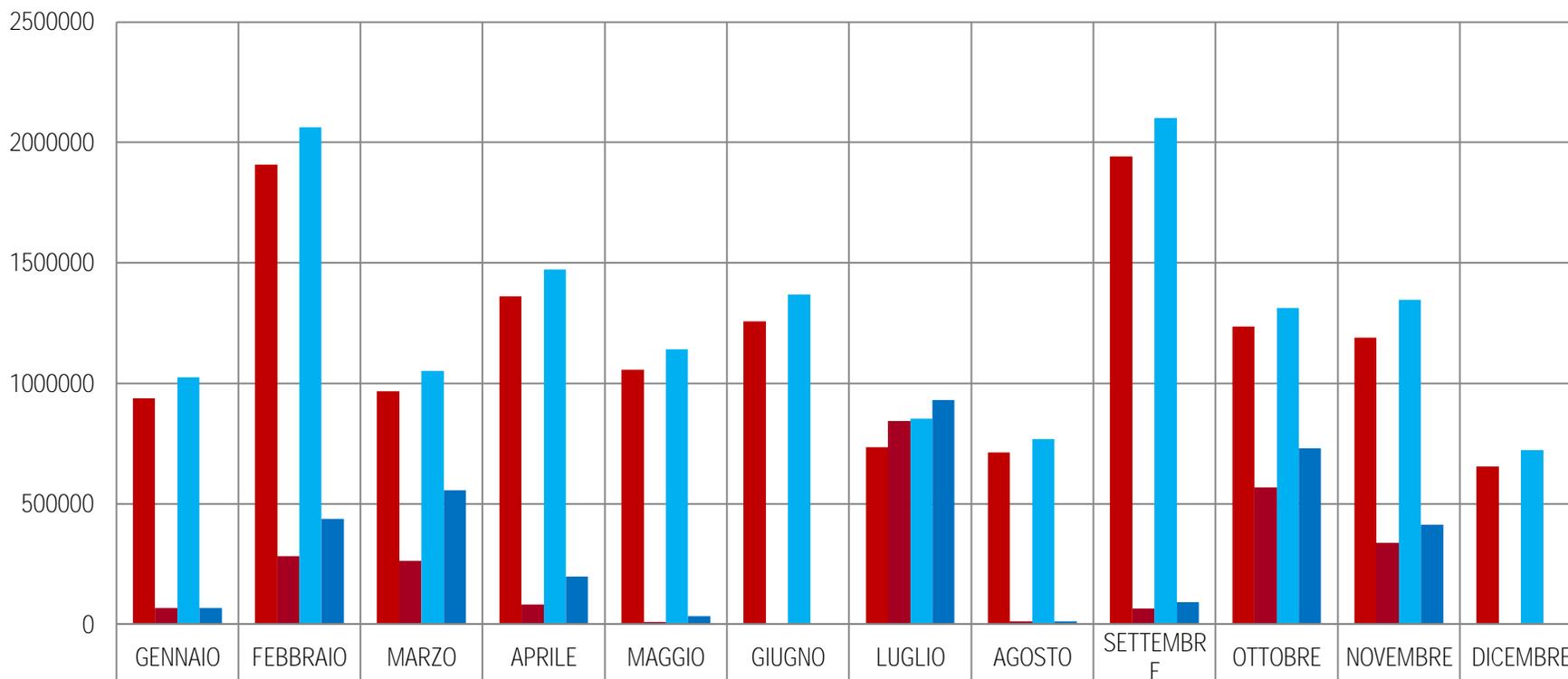


Recurso Energia termica nelle configurazioni A1,A2, B1, B2 - Grafico 5.6



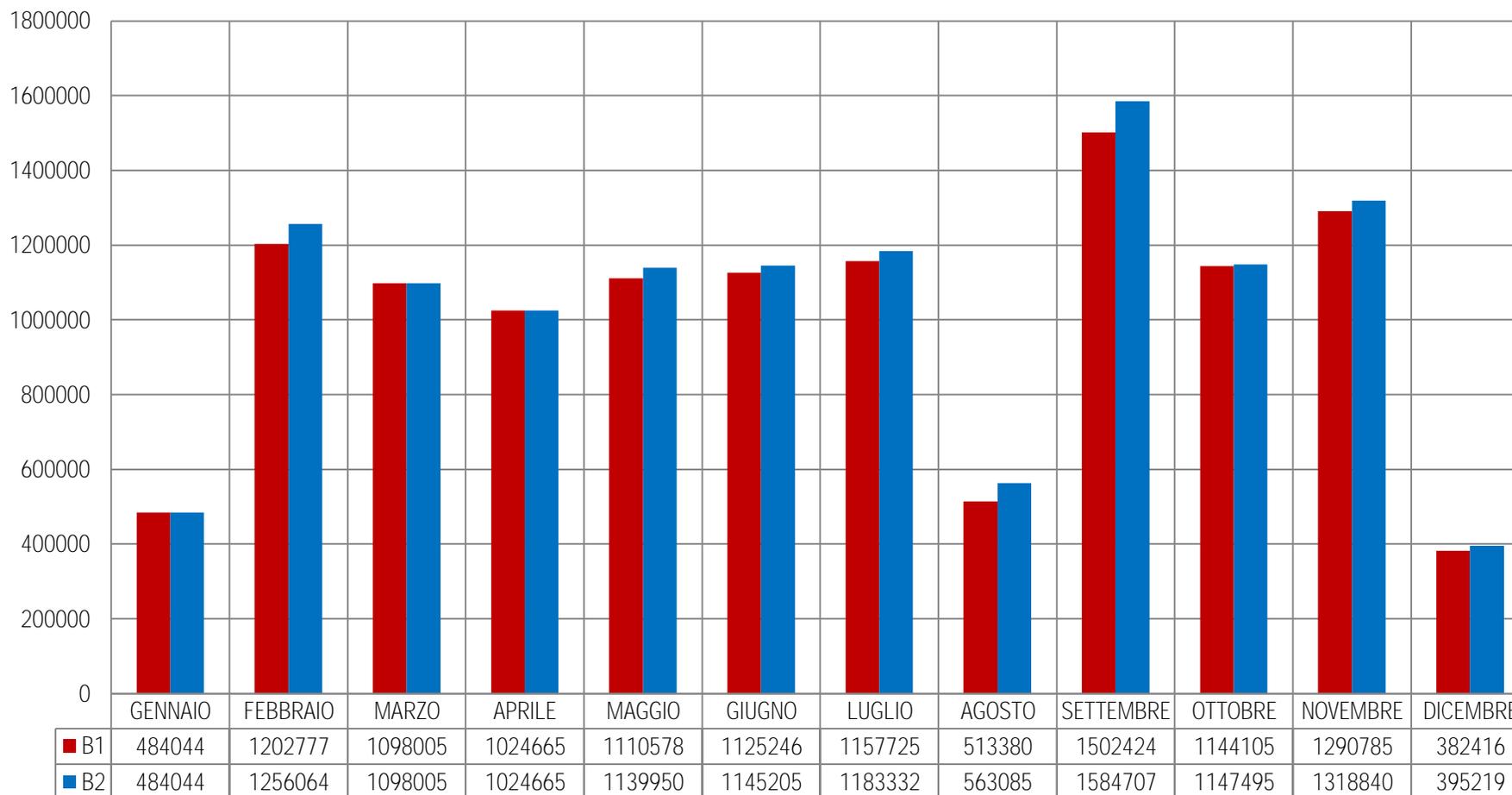
■ A1	440821	1456659	1569071	1274047	1570544	1261886	1288523	570438	1657466	1466266	1461636	333480
■ A2	352449	1145963	1191793	1046262	1463014	1151854	1079486	514989	1469923	1224271	1230426	265035
■ B1	434874	1080595	986467	920577	997762	1010940	1040120	461230	1349802	1027883	1159663	343569
■ B2	434874	1027308	986467	920577	968390	990981	1014513	411525	1267519	1024493	1131608	330766

Andamento consumi bruciatore nelle configurazioni A1 e A2 - Grafico 5.7

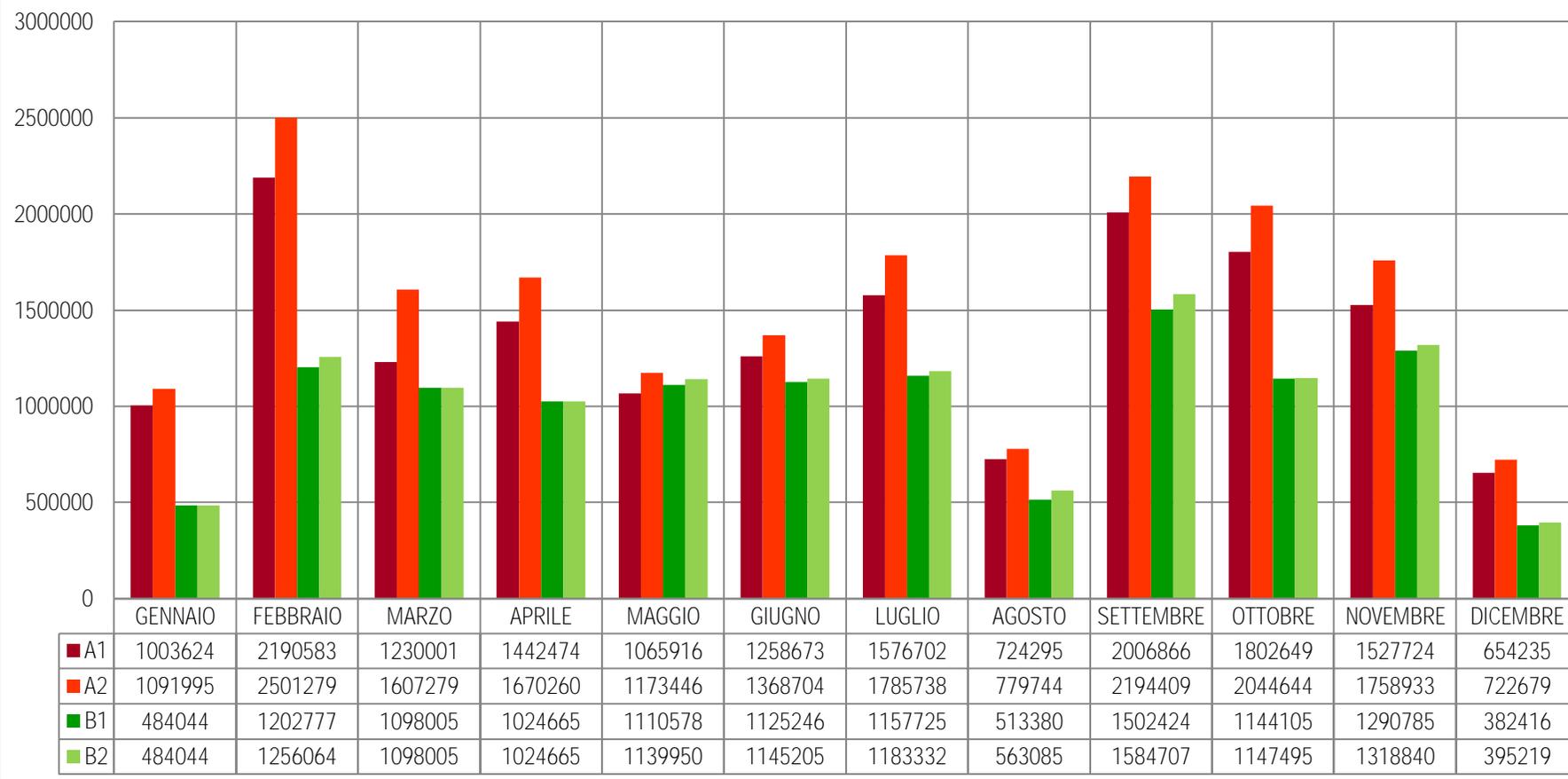


	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBR E	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ A1 - JB	937000	1908851	967625	1360743	1055933	1258015	733810	712179	1941052	1235590	1188539	654235
■ A1- RR	66624	281732	262376	81731	9982	658	842892	12117	65815	567059	339185	0
■ A2 - JB	1025372	2063069	1050798	1471642	1140840	1368047	854238	767628	2102200	1313565	1346222	722679
■ A2 - RR	66624	438211	556481	198619	32606	658	931500	12117	92209	731079	412711	0

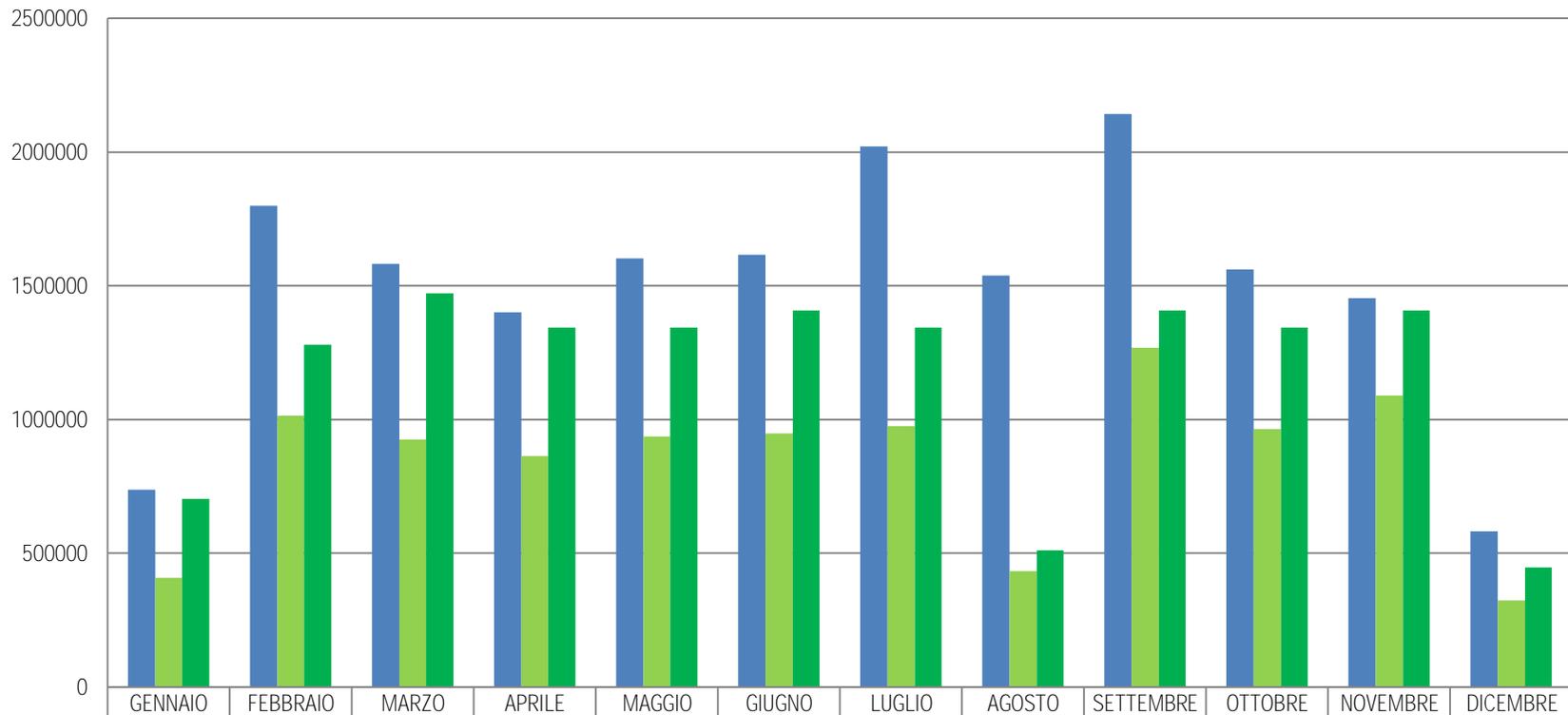
Andamento consumi bruciatore nelle confiurazioni B1 e B2 - Grafico 5.8



Andamento consumi bruciatore nelle configurazioni A1, A2, A3, A4 -
Grafico 5.9

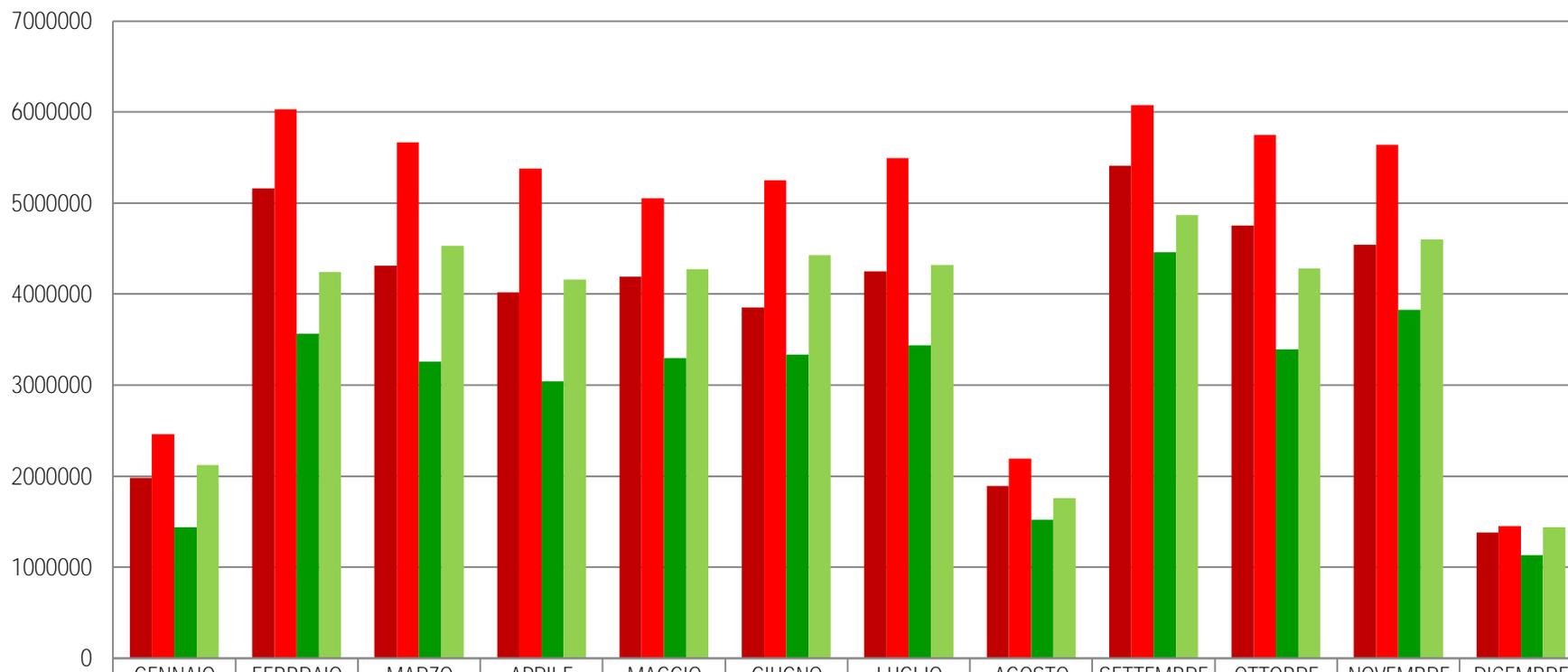


Produzione energia elettrica confronto con lo stato di fatto (2011) -
Grafico 5.10



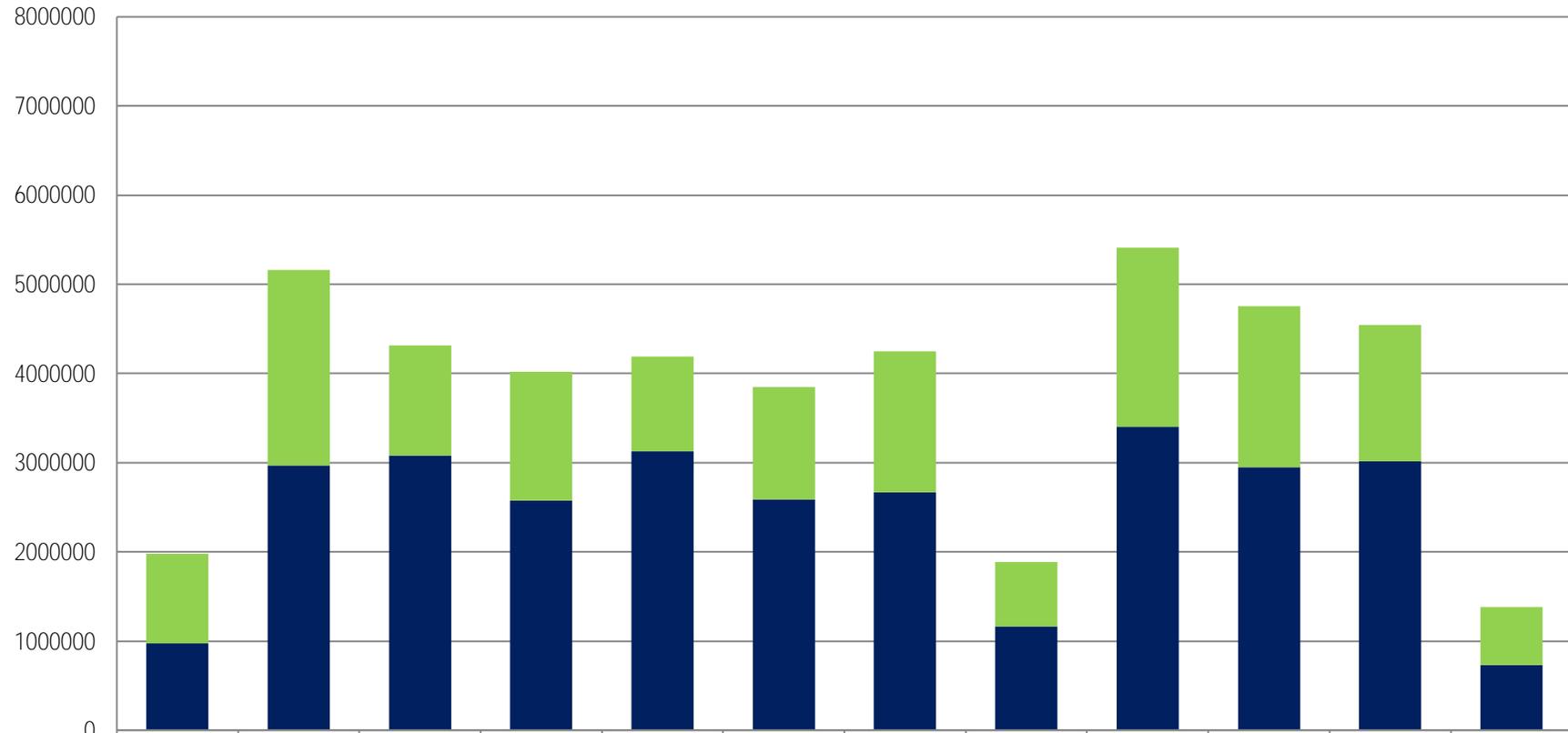
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ En El Stato di fatto	737993	1799653	1583215	1400462	1602148	1615900	2021127	1539168	2141722	1562071	1453582	581910
■ En El B1	408408	1014832	926432	864552	937040	949416	976820	433160	1267656	965328	1089088	322660
■ En El B2	704000	1280000	1472000	1344000	1344000	1408000	1344000	512000	1408000	1344000	1408000	448000

Consumi complessivi di combustibile A1,A2,B1,B2 - Grafico 5.11



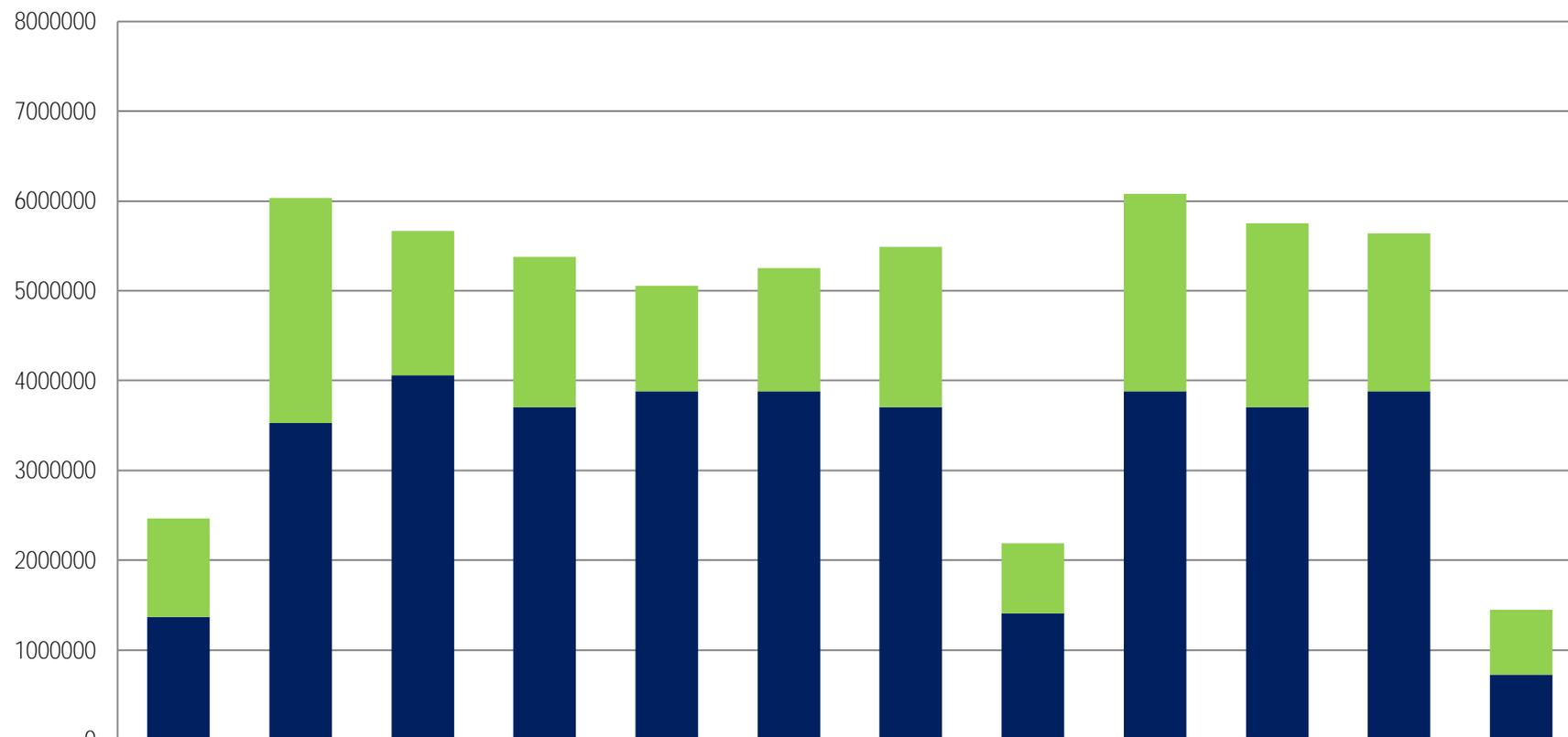
■ CH4 A1	1983059	5158815	4314357	4019384	4191186	3850669	4247733	1890243	5409963	4755795	4542297	1384913
■ CH4 A2	2461943	6031054	5666520	5376524	5056198	5251457	5492002	2191654	6077161	5750907	5641686	1448875
■ CH4 B1	1436044	3568353	3257521	3039938	3294820	3338337	3434695	1523077	4457333	3394287	3829452	1134537
■ CH4 B2	2125070	4239747	4529241	4157533	4272817	4427256	4316199	1756559	4866758	4280362	4600892	1439508

Consumi combustibile A1 - Grafico 5.12



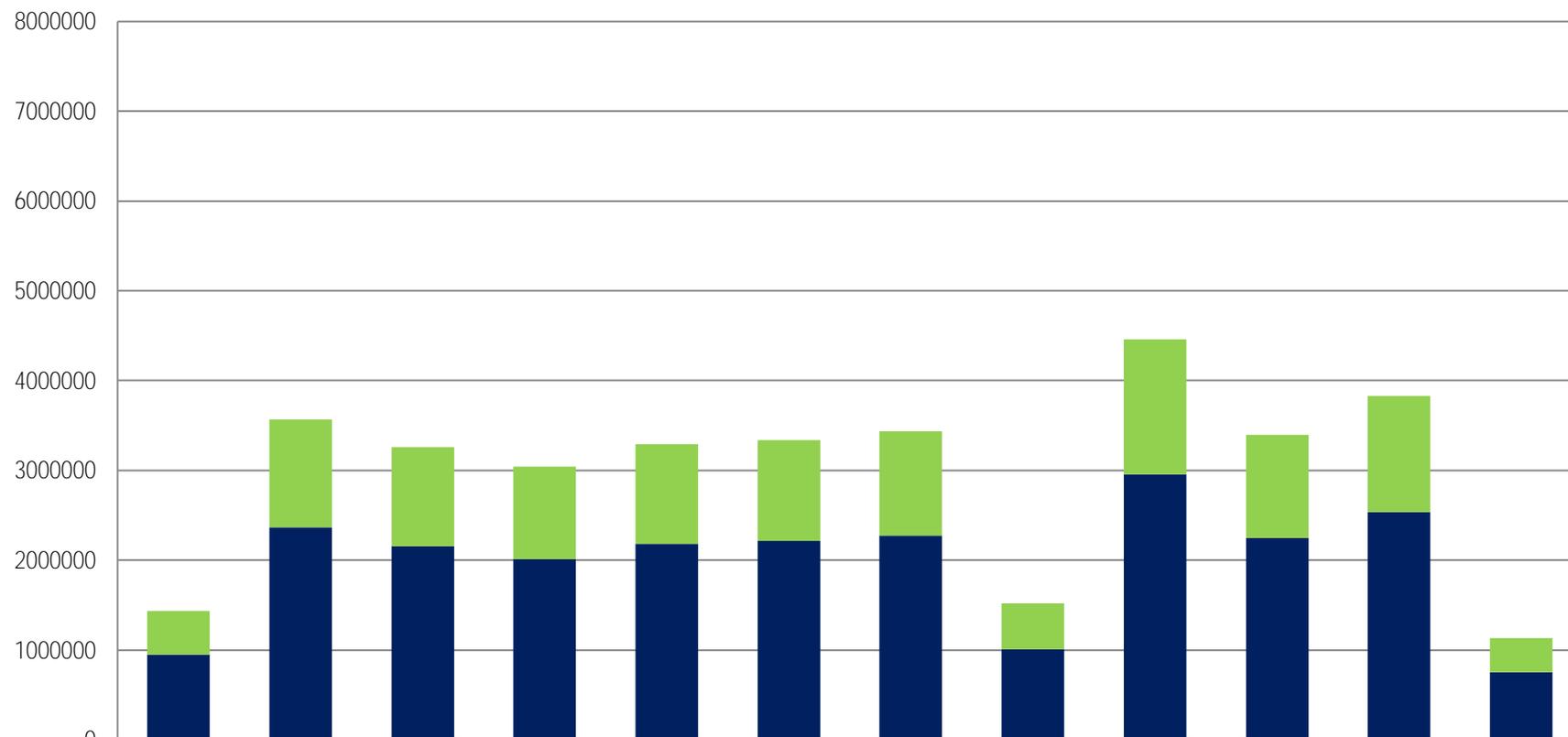
■ Bruciatore	1003624	2190583	1230001	1442474	1065916	1258673	1576702	724295	2006866	1802649	1527724	654235
■ Motore	979435	2968232	3084356	2576910	3125270	2591996	2671032	1165948	3403097	2953146	3014573	730678

Consumi combustibile A2 - Grafico 5.13



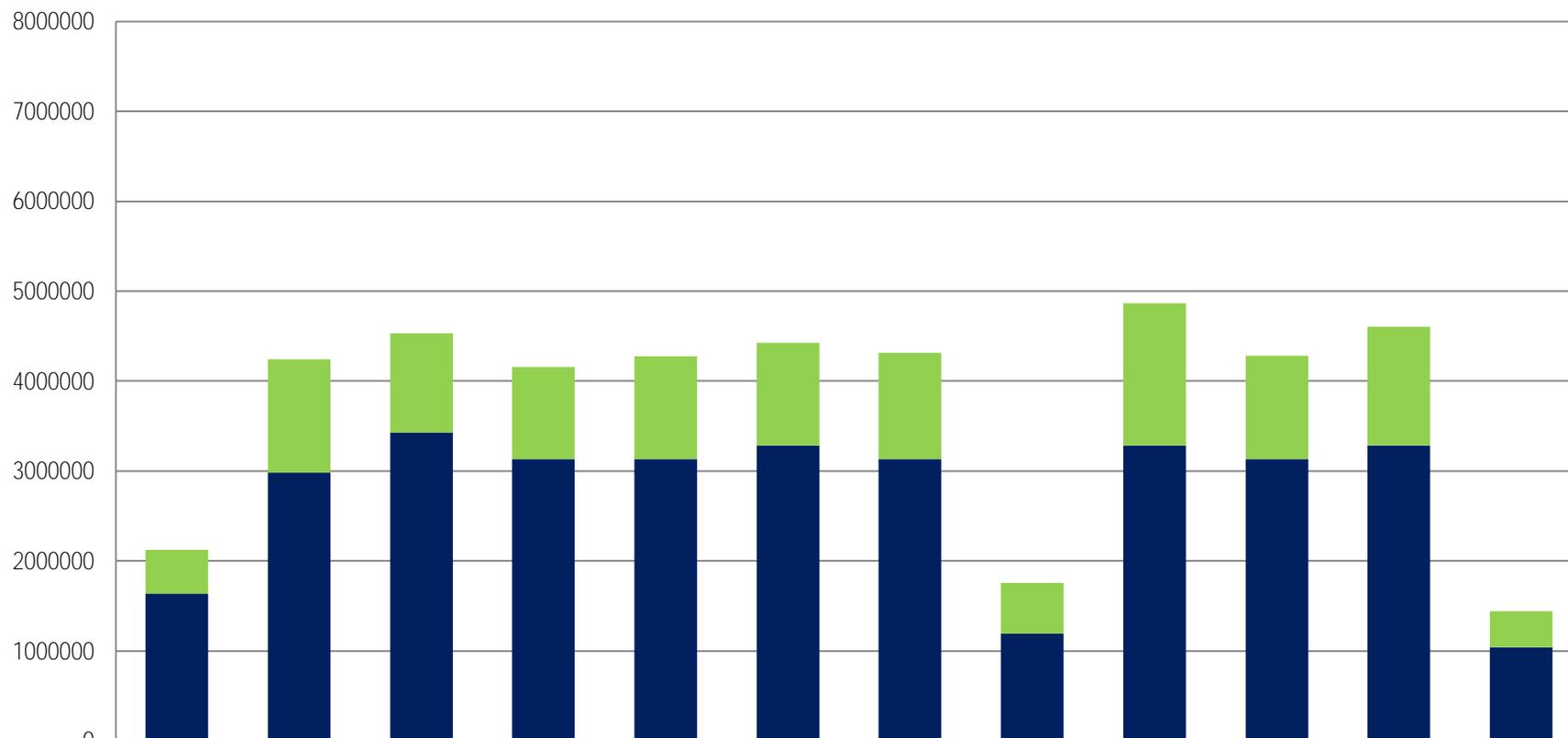
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ Bruciatore	1091995	2501279	1607279	1670260	1173446	1368704	1785738	779744	2194409	2044644	1758933	722679
■ Motore	1369948	3529775	4059241	3706263	3882752	3882752	3706263	1411910	3882752	3706263	3882752	726196

Consumi combustibile B1 - Grafico 5.14



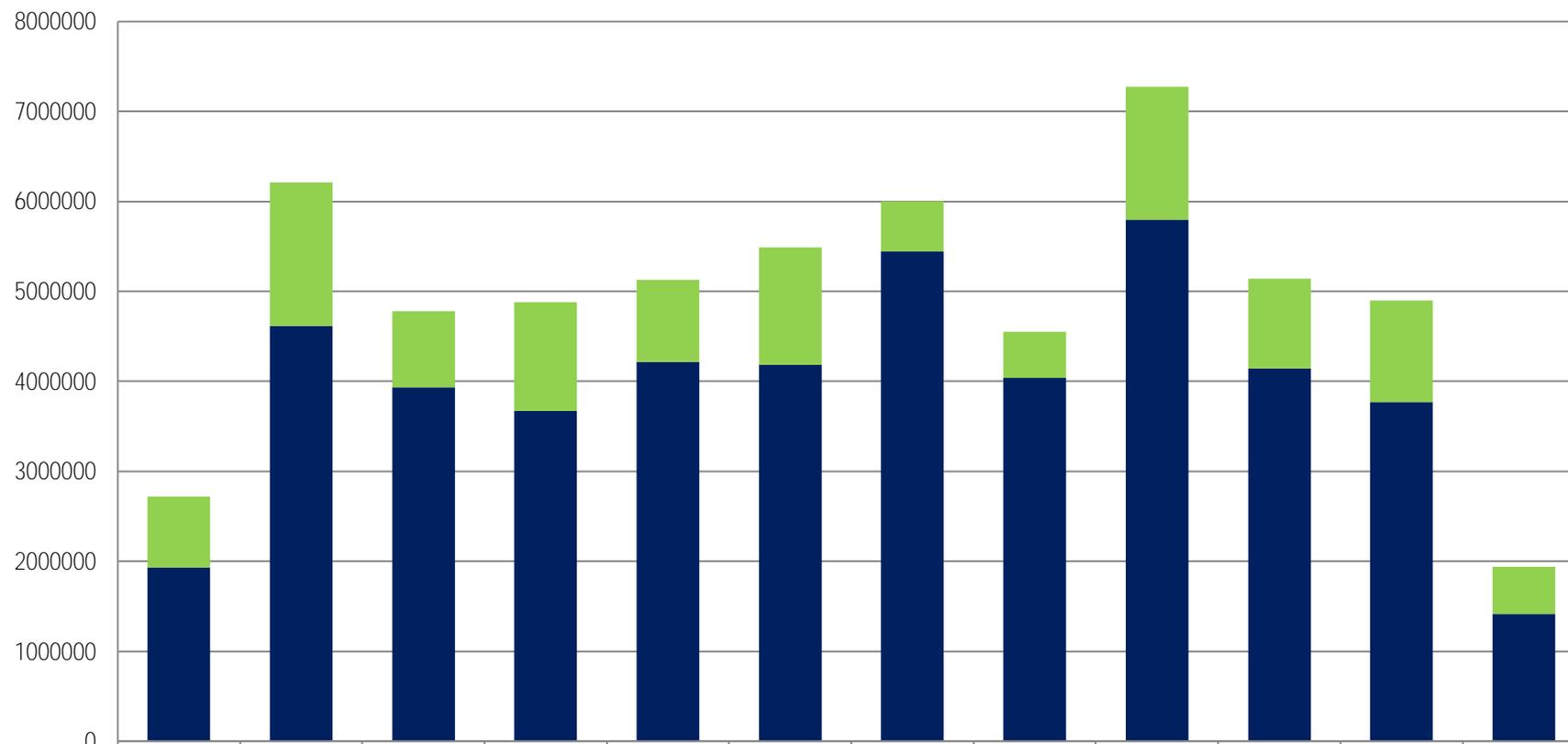
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ Bruciatore	484044	1202777	1098005	1024665	1110578	1125246	1157725	513380	1502424	1144105	1290785	382416
■ Motore	952000	2365576	2159515	2015273	2184242	2213091	2276970	1009697	2954909	2250182	2538667	752121

Consumi combustibile B2 - Grafico 5.15



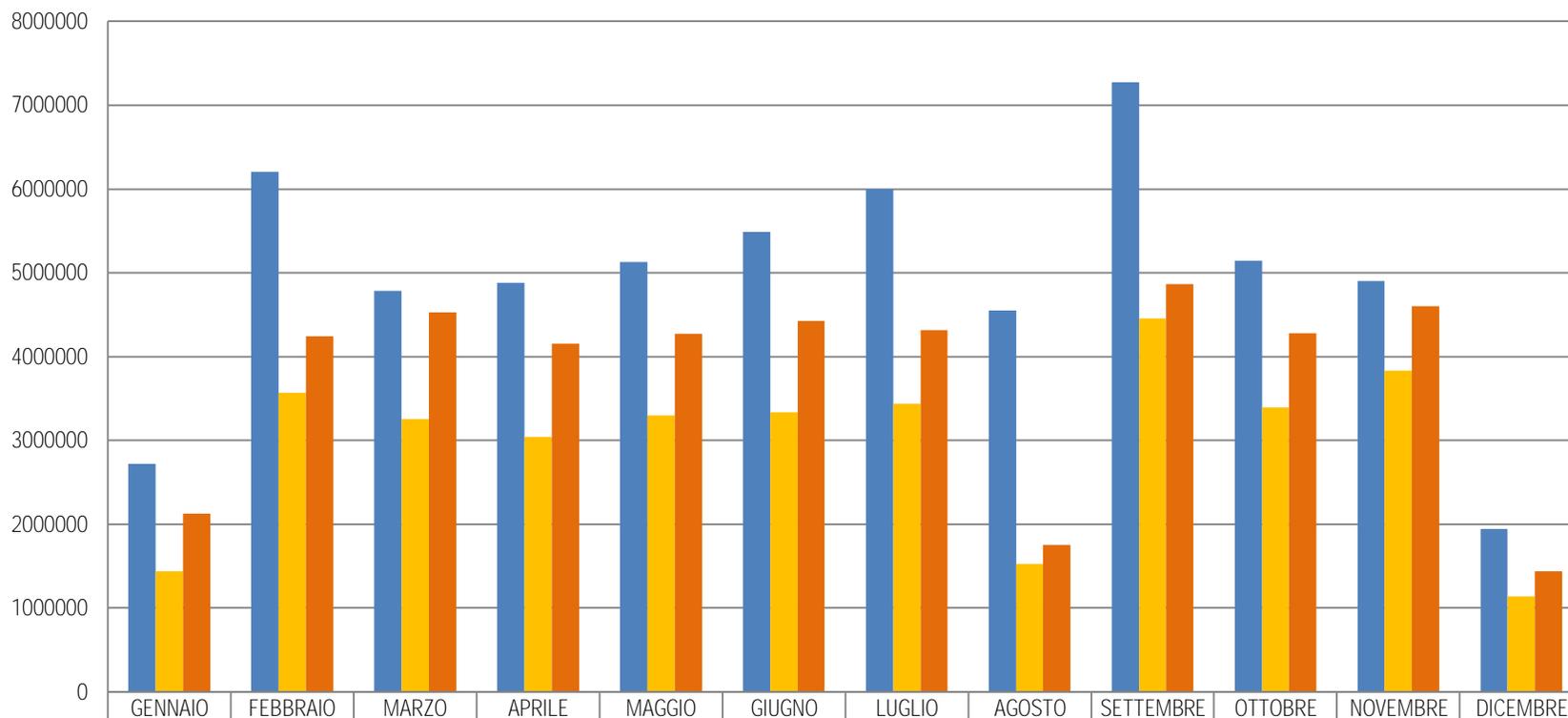
	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ Bruciatore	484044	1256064	1098005	1024665	1139950	1145205	1183332	563085	1584707	1147495	1318840	395219
■ Motore	1641026	2983683	3431235	3132867	3132867	3282051	3132867	1193473	3282051	3132867	3282051	1044289

Consumi combustibile stato di fatto (2011) 5.16



	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ Bruciatore	788545	1592053	852035	1205462	912688	1304470	559451	510914	1476669	1002073	1128242	525015
■ Motore	1932759	4615506	3931292	3671487	4215687	4184128	5443761	4040381	5799391	4142175	3771793	1415964

Consumi di combustibile comparazione con lo stato di fatto (2011) -
Grafico 5.17



	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
■ CH4 Stato di fatto	2721304	6207558	4783327	4876949	5128375	5488598	6003212	4551295	7276060	5144248	4900035	1940979
■ CH4 B1	1436044	3568353	3257521	3039938	3294820	3338337	3434695	1523077	4457333	3394287	3829452	1134537
■ CH4 B2	2125070	4239747	4529241	4157533	4272817	4427256	4316199	1756559	4866758	4280362	4600892	1439508

Con l'ausilio dei grafici riportati nel paragrafo precedente, si riporta un rapido commento in merito all'andamento delle grandezze oggetto d'analisi negli scenari considerati.

Energia elettrica

In accordo con quanto previsto, le configurazioni associate al profilo d'utilizzo 2 presentano una maggior produzione di energia elettrica, esse inoltre hanno un andamento pressoché costante nei mesi "pieni" (quelli in cui la produzione è a regime), la differenza tra i valori mensili è dovuta alla diversa disposizione dei giorni di fermo (sabati e domeniche).

In generale la configurazione A è quella a maggior produzione elettrica in conseguenza della maggior potenza installata.

Per quanto riguarda il rendimento η_{el} , esso appare costante all'interno di ciascuno degli scenari analizzati, questa costanza è la conseguenza dell'imposizione del rendimento del motore all'interno dell'analisi: il rendimento elettrico in questa simulazione non è una delle variabili da ricavare ma uno dei dati in ingresso.

Energia termica

In questo caso, con il termine energia termica ci riferiamo all'energia termica effettivamente recuperata ed impiegata nel processo produttivo. Appare ovvio che nei profili ad inseguimento termico (1) tale valore sia costantemente superiore all'energia recuperata nei profili con lo scopo di massimizzare la produzione elettrica (2). Tuttavia, si evidenzia un'importante differenza tra la configurazione A e la configurazione B: la differenza di energia recuperata tra gli scenari A1 e A2 si attesta su valori del 15% (media annuale) mentre nel caso degli scenari B1 e B2 questa differenza è pari al 3%. In termini numerici su base annuale la differenza di energia tra i profili A1 e A2 è pari a 2215371 kWh_{termici} mentre quella tra B1 e B2 è 304'461 kWh_{termici}.

Questo andamento è facilmente individuabile nel Grafico 5.6 dove si può notare che gli scenari della configurazione B seguono un andamento praticamente identico.

Analizzando il Grafico 5.4, si nota infine che l'energia termica recuperata nello scenario A1 è principalmente frutto del motore Rolls Royce, il quale ha un rendimento elettrico significativamente più basso ($\eta_{el} \approx 36\%$) e quindi produce una maggiore quantità di energia termica rispetto a quanto fatto dal motore Jenbacher. La presenza di questo motore (RR) maschera in parte la carenza di produzione di energia termica da parte della configurazione A, problema che potrebbe tuttavia verificarsi se tale motore dovesse essere sostituito con uno più performante di taglia analoga.

Si noti come nei report numerici precedentemente riportati, le configurazioni caratterizzate dal profilo d'utilizzo 1 (A1 e B1), hanno un andamento costante del rendimento termico, questo accade perché scegliere di operare in regime di inseguimento termico significa imporre come variabile d'ingresso l'energia termica da generare, o in altre parole, imporre al sistema il proprio rendimento termico.

Consumi del bruciatore a metano

Il bruciatore a metano fornisce l'energia termica mancante alla corrente di aria e fumi prima che questa sia inviata all'atomizzatore. Tale energia è ottenuta mediante la combustione diretta di metano, è quindi evidente che minore è il consumo del bruciatore, minori saranno le spese di gestione.

Nel grafico 5.7 è possibile osservare come i consumi del bruciatore accoppiato al motore Jenbacher siano decisamente superiori a quelli del motore Rolls Royce: le ragioni di questo andamento sono da ricercare sia per il minor impiego del secondo motore sia per la minor capacità del motore Jenbacher di produrre energia termica.

Come evidenziato dal Grafico 5.9, la configurazione B è quella che necessita di una minor integrazione da parte del bruciatore, questo

accade per due ragioni equamente importanti: l'intero sistema produttivo risulta più performante in seguito all'adozione dell'ATM90: viene ridotto il carico termico necessario; la nuova soluzione consente un miglior accoppiamento motore-atomizzatore.

Volendo quindi sintetizzare quanto emerso dalle analisi effettuate, riportiamo i punti principali emersi:

- *All'interno dello stesso profilo d'utilizzo i rendimenti delle configurazioni A e B differiscono di pochi punti percentuali.*
- *La configurazione A risulta in grado di produrre più energia elettrica della B tuttavia questa maggiore capacità produttiva è conseguente alla maggior potenza installata, la differenza tra le due produzioni si attesta su valori del 10-15%.*
- *Nella configurazione A l'energia termica recuperata proviene prevalentemente dal motore Rolls Royce.*
- *Nella configurazione B l'energia termica recuperata risente solo in piccola parte del profilo d'utilizzo applicato.*
- *La configurazione B è quella che consente di minimizzare la richiesta di integrazione da parte del bruciatore a metano.*

In seguito ai risultati evidenziati in questo paragrafo e alle informazioni possedute si ritiene che la soluzione da preferirsi sia la configurazione B essa presenta due vantaggi strategici:

1. Presenta un maggior grado di affidabilità: le prestazioni della configurazione A dipendono significativamente da un motore a fine vita.
2. La configurazione B è la configurazione che presenta il minor consumo di gas metano.

Per questo si è proceduto ad effettuare anche un confronto tra la configurazione B e lo stato di fatto (serie annuale del 2011) per evidenziare se tale soluzioni presenti degli effettivi vantaggi di gestione oltre ad un miglioramento dell'efficienza del sistema.

Osservando il grafico 5.17 si può notare come i consumi degli scenari B1 e B2 siano decisamente inferiori a quelli che si sono avuti nell'anno 2011. In particolare il profilo ad inseguimento termico (B1) risulta avere consumi mediamente inferiori del 40% rispetto a quelli dello stato di fatto.

Questa riduzione è imputabile a due motivazioni:

- ✓ una potenza installata minore del 20% nella configurazione B rispetto allo stato di fatto;
- ✓ un miglioramento complessivo dell'efficienza del sistema.

CAPITOLO 6

Conclusioni

Un impianto di produzione energetica si definisce cogenerativo se è in grado di produrre in modo contemporaneo energia elettrica ed energia termica utile. Dalla sua stessa definizione, si intuisce come la reale efficienza di quest'impianto sia direttamente correlata al suo corretto abbinamento con le necessità del sito produttivo a cui è associato: tanto migliore sarà l'accoppiamento tanto minore sarà l'energia sprecata.

Appare quindi evidente, nel contesto economico sociale attuale, come aspetti di riduzione degli sprechi e quindi dei costi, siano di importanza strategica per il tessuto imprenditoriale nazionale.

Nella tecnologia ceramica gli impianti di cogenerazione trovano una larga diffusione, vista la possibilità di accoppiare direttamente il calore prodotto dai fumi del gruppo motore con l'atomizzatore, il cui scopo è quello di far evaporare l'acqua contenuta nella barbotina.

La Cooperativa Ceramica d'Imola, che da sempre ha operato secondo logiche di efficientamento dei propri impianti, si trova oggi a dover valutare scenari per l'ammodernamento del proprio parco impiantistico, in particolare il problema presentato si riferisce alle attrezzature installate presso il sito di "Via Correcchio".

In quest'analisi sono stati presentati sia lo stato attuale degli impianti, sia gli scenari impiantistici più realisticamente possibili, dei quali si è studiata la risposta dopo averli sollecitati mediante i carichi richiesti dal medesimo impianto negli anni precedenti.

Lo stato attuale degli impianti di cogenerazione installati presso lo stabilimento di "Via Correcchio" si compone di tre motori: due Rolls Royce di potenza pari a 2,6 MWel installati nel 1993, ed un Wartsila da 6 MWel. I due motori Rolls Royce sono quelli di cui si sta valutando la

sostituzione, avendo essi ad oggi hanno maturato più di 100'000 ore di attività.

Le ipotesi che sono state prese in considerazione sono state tre: revamping dei gruppi già installati, sostituzione di uno dei due motori con un motore Jenbacher da 1,8 MWel, sostituzione di entrambi i gruppi con un motore Wartsila da 4 MWel (in questo caso è previsto lo smaltimento degli atomizzatori esistenti e la loro sostituzione con un ATM90); entrambi i gruppi ipotizzati in sostituzione di quelli attualmente installati, sono ad oggi già di proprietà della Cooperativa Ceramica d'Imola e si trovano installati presso altri impianti produttivi.

Un'analisi qualitativa ha permesso di scartare l'ipotesi che prevedeva il revamping dei motori Rolls Royce, in quanto questa pratica non consente una soluzione duratura del problema: le ore di operatività fornite da questa pratica si aggirano sull'ordine delle 10'000, inoltre il sistema non aumenta la propria efficienza, che quindi rimane significativamente più bassa rispetto ai gruppi cogenerativi attualmente in commercio.

Per poter procedere ad un'analisi quantitativa delle ipotesi impiantistiche rimaste, in sede di tirocinio volontario, si è proceduto a trasferire su formato digitale le informazioni archiviate su formato cartaceo, ottenendo così serie annuali di misure fatte con cadenza giornaliera, in particolare si è successivamente scelto di utilizzare le serie degli anni 2010 e 2011; per poter utilizzare tali misure è stato necessario riferirle all'arco giornaliero.

È stata realizzata una semplice stima, in grado di descrivere l'andamento del problema, si è quindi proceduto ad identificare quattro scenari possibili di cui effettuare le simulazioni. Tali scenari differiscono tra loro sia per la tipologia di impianti previsti: un motore Jenbacher e un motore Rolls Royce (configurazione A) o il motore Wartsila (configurazione B), sia per le modalità di conduzione degli impianti che si prevede di attuare.

In particolare, si è distinto tra due tipologie di profili d'utilizzo: inseguimento termico (1) ed inseguimento elettrico (2). Questi due casi sono stati scelti sia per la loro relativa facilità di modellazione, sia perché essi costituiscono gli estremi del campo di conduzione degli impianti: in altre parole, la situazione che realmente andrà a verificarsi si collocherà tra gli estremi di cui si è effettuata la simulazione.

I risultati della simulazione (riportati in dettaglio nel capitolo 5), mostrano come l'energia elettrica prodotta dalle configurazioni sia paragonabile, a patto di applicare ad entrambe lo stesso profilo d'utilizzo.

Nella configurazione A, la principale fonte di energia termica è costituita dal motore Rolls Royce: questo introduce un fattore di instabilità, essendo questo il motore a più facile rottura nella configurazione. Diversamente, la configurazione B presenta una notevole stabilità: la variazione del profilo di utilizzo applicato influisce minimamente sull'energia termica recuperata.

I consumi del bruciatore a metano risultano minimi nella configurazione B, le motivazioni di questo sono da ricercare sia nel miglioramento tecnologico, conseguente alla sostituzione degli atomizzatori precedentemente installati con l'ATM 90, sia nel più facile accoppiamento del motore con i fabbisogni termici dell'impianto.

In base a quanto emerso dalle simulazioni svolte, possiamo affermare che le due configurazioni studiate (A e B) sono in grado di fornire prestazioni tra loro paragonabili sia in termini di efficienza energetica, sia per quanto riguarda la produzione energetica da esse attesa: assumono quindi importanza strategica gli aspetti di gestione e di redditività economica delle configurazioni.

La configurazione A risulta più facilmente percorribile a minor costo d'ingresso (non si rende necessaria la sostituzione degli impianti associati al cogeneratore), ma presenta al tempo stesso un grado di instabilità notevolmente maggiore. La presenza all'interno della

configurazione di un motore a fine vita introduce una probabilità di rottura elevata all'interno del sistema, inoltre risulta avere un grado di dipendenza elevato proprio da questo motore, senza il quale la produzione di energia termica sarebbe insufficiente.

La configurazione B presenta l'evidente difetto di un elevato costo d'ingresso: l'ammodernamento degli atomizzatori rappresenta un notevole investimento, le cui analisi di convenienza non rientrano negli argomenti trattati all'interno di quest'elaborato: supponendo che sia per l'azienda conveniente tale intervento, la configurazione B durante le operazioni di simulazione ha presentato diversi vantaggi.

La configurazione B è risultata essere quella che risente meno del profilo applicato: il suo andamento rimane sostanzialmente invariato indipendentemente dal tipo di gestione che si sceglie di perseguire.

Questo dato assume una notevole importanza dal punto di vista gestionale: la stabilità della configurazione vuole significare che il sistema è in grado di coniugare sia gli aspetti di redditività economica tipici dell'inseguimento elettrico, sia gli aspetti di riduzione degli impatti ambientali e minimizzazione degli sprechi energetici ricercati applicando l'inseguimento termico.

La configurazione B presenta inoltre un altro importante vantaggio gestionale: il sistema motore-atomizzatore necessita di un minor quantitativo di calore rispetto a quanto previsto per la configurazione A, il che riduce il consumo di metano necessario per fornire l'energia termica mancante alla corrente aria/fumi che viene inviata all'atomizzatore.

Per le motivazioni appena riportate, la configurazione B risulta essere la soluzione preferibile, ipotizzando un investimento nel medio-lungo periodo.

La configurazione A rappresenta comunque un buon efficientamento rispetto allo stato attuale degli impianti, ma visto l'elevato grado di

instabilità intrinseca che la contraddistingue, se ne sconsiglia un applicazione per un tempo prolungato.

La strategia ipotizzata dalla Cooperativa Ceramica d'Imola prevede in una prima fase l'utilizzo della configurazione A come soluzione "tampona" per consentire un miglioramento dello stato attuale. Contemporaneamente in questa fase iniziale si procederà alla progettazione, al reperimento dei fondi, alla realizzazione della configurazione impiantistica B la quale vuole essere la configurazione operativa definitiva.

Le analisi condotte hanno mostrato in modo quantitativo come tale strategia porti ad un miglioramento dello stato attuale, in termini di efficienza energetica e quindi di riduzione degli impatti ambientali e allo stesso tempo rappresentino un investimento remunerativo da cui l'azienda stessa può trarre beneficio.

RINGRAZIAMENTI

Dopo una tesi passata a parlare di energia penso sia giusto dire grazie a chi ha speso tempo ed energia per aiutarmi a rendere tutto questo possibile.

Grazie al professor Santarelli per l'energia spesa in questi anni di università per insegnarci i fondamenti che mi hanno permesso di approcciare in modo razionale i molti problemi spuntanti durante la redazione di questa tesi, ma soprattutto per aver imparato i nostri nomi alle seconda lezione e non averli dimenticati ad anni di distanza.

Grazie all'Ing. Marcello Marchetti della Cooperativa Ceramica d'Imola che mi ha fatto da guida durante il tirocinio, all'Ing Andrea Pifferi che nonostante gli impianti da mandare avanti è riuscito a trovare tempo anche per rispondere alle mie domande. Grazie a tutto il personale tecnico e amministrativo della Cooperativa Ceramica d'Imola che sempre cortese e gentile è stato nei miei confronti.

Ogni motore ha bisogno del suo combustibile, ed io l'ho sempre trovata nella mia famiglia e nei miei amici, ed è soprattutto grazie al loro continuo sostegno nelle piccole cose che questo capitolo arriva a conclusione. In voi ho sempre trovato un riparo mentre la pioggia cadeva e una parola di conforto in piena notte o semplicemente il sorriso che rinfranca l'anima anche nelle difficoltà.

Un pensiero speciale va ai miei nonni che silenziosamente ma costantemente non hanno mai smesso di sostenermi ed essermi d'esempio, in particolare a te che anche adesso non avrai perso la voglia di conoscere tutte le cose che ti stanno attorno, grazie.

Grazie perché nonostante io sia sempre più complicato e mi sforzi di “ingegnerizzare” tutto ciò che posso, tu non smetti mai di essere la mia energia rinnovabile.

BIBLIOGRAFIA

- » *Impianti di cogenerazione*, Vio M.m Editoriale Delfino 2009
- » *Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR*, GSE 2012
- » *DM 4 agosto 2011*
- » *Sistemi energetici - Vol 3 - Impatto ambientale*, Bianchi M., Peretto A., Gambarotta A., De Pascale A., Pitagora Ed., 2008
- » *Sistemi energetici - Vol 2 - Complementi*, Bianchi M., Peretto A., Melino F., Pitagora Ed., 2008
- » *Environmental Modeling*, J.L. Schnoor, John Wiley & Sons, NY, 1996.
- » *Air Emissions models for waste and wastewater*, Environmental Protection Agency, documento n. EPA-453/R-94-080A.