



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

Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**STUDIO DI FATTIBILITA' DI UN IMPIANTO DI
COGENERAZIONE IN UN SITO INDUSTRIALE**

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Correlatore: Dott. Ing. Giorgio Manzani – Power Srl

Laureando: Giuseppe Leone

Anno accademico 2014 - 2015

Riassunto

La presente tesi di laurea magistrale studia la fattibilità economica dell'installazione di un impianto di cogenerazione per un'azienda nazionale leader nella produzione di prodotti dolciari da forno. Il costo di acquisto dell'energia elettrica si compone dei costi di produzione più il costo delle maggiorazioni, più le imposte. È opportuno individuare il costo di produzione per un impianto di piccola-media taglia, certamente più alto rispetto a quello di un impianto di grande taglia. Risulta conveniente produrre e autoconsumare energia elettrica dato che in alcune condizioni vengono sgravati il costo di trasporto e il costo di maggiorazione e componenti. Per ottenere tali sgravi occorre che l'impianto sia iscrivibile nei registri SEU (quindi che sia considerato come Cogenerazione ad Alto Rendimento). In questa tesi vengono individuate diverse soluzioni tecniche che permetteranno di progettare un Sistema Efficiente d'Utenza e di seguito tratte delle valutazioni economiche e ambientali.

Indice

INTRODUZIONE	9
Il contesto dell'iniziativa.....	13
La normativa di riferimento.....	14
CAPITOLO 1 - Criteri di dimensionamento di un impianto di cogenerazione installato in un sito industriale	17
1.1 Energia termica, elettrica e frigorifera.....	17
1.1.1 Energia elettrica e termica.....	17
1.1.2 Energia frigorifera.....	18
1.2 La scelta dei motori primi per cogenerazione.....	19
1.2.1 Tipo e numero.....	19
1.2.2 Taglia.....	18
1.2.3 Modalità di gestione della centrale.....	20
1.3 Sensibilità dei dati di partenza.....	21
1.4 Prerequisiti per la progettazione di un gruppo di trigenerazione.....	22
1.4.1 Il gruppo di trigenerazione.....	22
1.4.2 Le modifiche agli impianti per consentire l'utilizzo dell'energia elettrica autoprodotta.....	23
1.4.3 Le modifiche agli impianti per consentire l'utilizzo del calore recuperato.....	24
1.4.4 Il sistema di acquisizione dati.....	24
1.4.5 Altre opere a carico del committente.....	25
CAPITOLO 2 – Progetto per lo studio di fattibilità di un impianto di cogenerazione ...	27
2.1 Descrizione dell'unità produttiva interessata all'intervento. Stato attuale.....	27
2.2 Il contratto di acquisto di energia elettrica e le utenze in essere.....	29
2.2.1 Il contratto di acquisto energia elettrica in essere.....	29
2.2.2 Le utenze elettriche.....	30
2.3 Il contratto di fornitura gas in essere e gli usi termici.....	31
2.3.1 Il contratto di acquisto gas attualmente in essere.....	31
2.3.2 Le utenze gas.....	31

2.4 La sezione di cogenerazione.....	33
2.4.1 La scelta del motore primo e la configurazione della sezione.....	33
2.4.2 Le modalità di funzionamento previste per il gruppo di cogenerazione.....	34
2.5 Il modello di calcolo.....	35
2.5.1 Criteri generali.....	35
2.5.2 Caratteristiche specifiche. Limitazioni ed approssimazioni.....	36
2.5.3 Fasi della progettazione in Excel.....	36
2.5.3.1 Cataloghi macchine e valori caratteristici impianto.....	37
2.5.3.2 Cruscotto.....	37
2.5.3.3 CAR-TEE.....	38
2.5.3.4 Costo del gas.....	39
2.5.3.5 Discounted cash flow.....	39
CAPITOLO 3 – Valutazioni economiche ed ambientali.....	41
3.1 Il nucleo della contabilità: il Centro di profitto.....	41
3.1.1 Valutazione delle spese di esercizio.....	43
3.1.1.1 Gas metano.....	43
3.1.1.2 Energia elettrica.....	44
3.1.1.3 Esercizio e manutenzione del gruppo.....	44
3.1.1.4 Personale.....	45
3.1.1.5 Imprevisti e spese generali.....	45
3.1.2 Valutazione dei ricavi annui.....	45
3.1.2.1 Cessione allo stabilimento dell'energia elettrica prodotta.....	45
3.1.2.2 Cessione a terzi dell'energia elettrica immessa in rete.....	46
3.1.2.3 Cessione allo stabilimento dell'energia termica prodotta.....	46
3.1.2.4 Vendita di certificati bianchi.....	47
3.2 Sintesi dei dati di funzionamento a seconda della taglia e della presenza di trigenerazione.....	47
3.2.1 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMC320D02(M08) da 1067 kW, senza trigenerazione.....	47



3.2.2 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMC320D02(M08) da 1067 kW, con trigenerazione.....	49
3.2.3 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMS316GSNL da 851 kW, senza trigenerazione.....	51
3.2.4 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMS316GSNL da 851 kW, con trigenerazione.....	53
3.3 Valutazione economica delle configurazioni selezionate.....	55
3.4 Influenza del costo del gas sulla valutazione economica.....	56
3.5 Impatto ambientale.....	57
ALLEGATI.....	59
CONCLUSIONI.....	73
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	75

Introduzione

La politica energetica europea ha cambiato le condizioni di accesso all'energia per il comparto industriale-produttivo nazionale. Ciò si è reso necessario per perseguire la sicurezza energetica, dettata e aggiornata dal Consiglio Europeo¹.

Il mercato elettrico italiano è strutturato in modo completo disponendo di più piattaforme per i prodotti a termine e per i future e di un efficiente mercato spot.

Con riferimento a quest'ultimo, l'andamento del Prezzo Unico Nazionale – PUN² è sensibile rispetto:

- Alla maggiore o minore richiesta di energia elettrica,
- Alle modalità di gestione della rete elettrica e quindi al *DSM*³ (*Demand Side Management*),
- Alle presenza o meno di congestioni di rete⁴,
- Alla politica energetica europea, la quale, mediante il sostegno all'efficienza energetica e/o l'incentivazione di talune tecnologie rispetto ad altre, influisce sull'andamento del mercato elettrico.

¹ Il Consiglio europeo definisce le priorità e gli orientamenti politici generali dell'UE. Non fa parte dei legislatori dell'Unione e pertanto non negozia né adotta atti legislativi. Stabilisce invece l'agenda politica dell'Unione, generalmente adottando "conclusioni" durante le riunioni del Consiglio europeo, che individuano le questioni problematiche e le misure da intraprendere.

² Quotazione della corrente elettrica espressa in €/MWh, che emerge dal Gestore dei Mercati Energetici. Ogni mattina vengono negoziate le forniture del giorno successivo, con un prezzo diverso per ogni ora di fornitura.

³ DSM. La rete intelligente deve essere in grado di ridurre i livelli di picco della domanda tramite una ripartizione dei consumi più efficiente nell'arco della giornata. Questo processo ha lo scopo di indirizzare i consumi di energia su periodi in cui la domanda è più bassa in maniera da allontanare il puntuale consumo massimo di energia elettrica che fa schizzare in alto il prezzo dell'energia.

⁴ Quando il traffico offerto alla rete è vicino o superiore alla capacità stessa della rete.

In Tabella 1 è riportato l'andamento della media annua del valore *PUN* (*Prezzo Unico Nazionale*), dall'anno 2011 all'anno 2014, nella quale si demarca un suo andamento ribassista.

PUN	2011	2012	2013	2014
Gennaio	65,00	79,85	64,49	59,27
Febbraio	66,28	89,04	62,97	51,34
Marzo	68,18	75,31	63,97	46,73
Aprile	65,18	72,72	61,03	45,76
Maggio	71,28	69,96	54,89	46,66
Giugno	68,41	77,88	56,24	47,02
Luglio	69,74	82,20	66,86	46,42
Agosto	74,51	85,64	65,01	47,17
Settembre	81,31	76,76	64,72	57,97
Ottobre	78,61	65,85	64,37	62,23
Novembre	78,47	64,08	61,73	54,59
Dicembre	79,37	66,99	69,28	59,58
MEDIA	72,19	75,52	62,96	52,06

Tabella 1: Media annuale del PUN a partire dai suoi valori mensili

Un'influenza a tale andamento del PUN è dovuta in modo importante all'incentivazione delle fonti rinnovabili, verificatasi nell'ultimo decennio.

Le fonti rinnovabili, la cui presenza è ormai consolidata nel mercato elettrico italiano⁵, non avendo costi variabili, sono portate ad offrire al mercato la loro produzione a prezzo zero⁶. Solo dove il carico è maggiore della produzione delle rinnovabili entra nel mercato l'energia prodotta con impianti convenzionali (i quali hanno la loro occasione di remunerare i loro costi variabili).

In dettaglio possiamo rafforzare l'ipotesi di influenza sull'andamento del PUN delle fonti rinnovabili, confrontando l'**Allegato 1**⁷ nel quale è riportato l'indice PUN per il mese di Giugno 2013 e Giugno 2015 (evidenziando in blu il valore soglia, arbitrario, dei 55 €/MWh). La significativa accensione di caselle arancioni e rosse nelle ore centrali della giornata (dalle ore 11 alle ore 16) nel mese di Giugno 2015 rispetto al mese di Giugno 2013, indica una

⁵ Il mercato elettrico italiano funziona con il *System Marginal Price*, meccanismo di fissazione del prezzo dell'energia elettrica ampiamente diffuso in Europa e impiegato in Italia nel mercato del giorno prima, dove viene effettuata la maggior parte degli scambi di energia elettrica del mercato a pronti, e nel successivo mercato di aggiustamento. Tale meccanismo remunera i produttori corrispondendo a tutti il prezzo di equilibrio tra domanda e offerta, che è pari al prezzo dell'offerta più onerosa tra quelle accettate per soddisfare la domanda.

⁶ A parità di offerta hanno anche priorità nel dispacciamento.

⁷ Figure 2 e 3. Evidenziano il valore soglia dei 55 euro/MWh del parametro PUN per gennaio 2014 e gennaio 2015.

riduzione del valore PUN, appunto nelle ore centrali, quando la produzione di energia elettrica è allineata con le condizioni favorevoli per le tecnologie di produzione da fotovoltaico.

Può quindi emergere l'affermazione che l'Unione Europea sta discordando la propria crescita economica dall'impiego delle risorse fossili, anche se questo significa, nel breve periodo, un grosso impegno di risorse economiche⁸. Ricordiamo, infatti, che l'incentivazione delle fonti rinnovabili, in particolare per come è stata intesa in Italia, ha portato ad un notevole aumento degli oneri di sistema⁹, quindi ad un aumento del costo finale dell'energia elettrica.

Nonostante in questi ultimi anni sia stato posto un tetto di spesa nel finanziare tali fonti, la durata ventennale degli incentivi già concordati, lascerà alto per svariati anni il prezzo d'acquisto dell'energia elettrica per le imprese italiane rispetto agli altri competitor europei. Questo spiega il perché negli ultimi anni la normativa stia rivedendo il meccanismo che regola l'attribuzione degli oneri di sistema, andando a ridistribuirli mediante nuove regole (iscrizione nei registri SEU, SEESEU, ecc.).

Come detto, anche l'efficienza energetica influenza l'andamento del PUN, e riguarda uno dei filoni della politica energetica europea.

Fissando la produzione finale di energia elettrica¹⁰ possiamo valutare l'effetto dell'efficienza energetica che, portando il sistema a consumi più bassi, genera l'effetto di prezzi più bassi (dall'incrocio domanda e offerta).

Il Decreto Legislativo del 4 luglio 2014, n.102, "attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica", all'articolo 8, impone alle grandi aziende e alle imprese a forte consumo di energia di effettuare un audit energetico¹¹ nei siti produttivi localizzati sul territorio nazionale, entro il 5 Dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni. Tale obbligo non si applica alle grandi imprese che hanno adottato sistemi di gestione conformi alle norme UNI ISO 50001 o UNI ISO 14001 o alla certificazione EMAS (per le quali la procedura di efficienza energetica è insita nella norma stessa).

Tali prescrizioni forniscono indicazioni di principio utili alle organizzazioni nel perseguimento dell'efficienza energetica. Non pongono requisiti assoluti ma dettano le

⁸ Sintesi espressa a partire da "Le politiche dell'Unione europea: Energia", novembre 2014.

⁹ All'interno dei servizi di rete, si pagano gli oneri generali di sistema che vengono dettagliati in bolletta in modo puntuale una volta l'anno per ragioni di semplificazione. Servono per pagare oneri introdotti da diverse leggi e decreti ministeriali (tra questi, i più rilevanti sono il decreto legislativo n. 79/99, il decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria e le leggi n. 83/03 e n. 368/03). In ordine di incidenza sulla bolletta sono:

- Incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3)
- Promozione dell'efficienza energetica (componente UC7)
- Oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componenti A2 e MCT)
- Copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario (componente A4)
- Compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4)
- Sostegno alla ricerca di sistema (componente A5)
- Copertura del bonus elettrico (componente As)
- Copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (componente Ae)

¹⁰ Presumibilmente l'andamento dei consumi di energia elettrica nei prossimi anni sarà in rialzo, se non altro, per via della forte penetrazione del vettore elettricità nella mobilità sostenibile e nel funzionamento dei più svariati apparecchi elettronici.

¹¹ Condotta da una società di servizi energetici o esperti in gestione dell'energia.

condizioni per poter sviluppare e gestire il proprio sistema energetico, calibrando l'impegno sulle proprie caratteristiche.

Ad esempio, la UNI ISO 50001 dispone che la politica energetica venga discussa e implementata dall'alta dirigenza e che venga fatta pervenire a tutto il personale dell'organizzazione. L'alta dirigenza nomina un rappresentante in grado di operare sul *SGE* (*Sistema di Gestione dell'Energia*) mediante l'approccio *PDCA* (*Plan, Do, Check, Act*):

- Plan, identifica gli indicatori di prestazione energetica (EnPIs), gli obiettivi e i piani d'azione in maniera da adempiere alla politica energetica dell'organizzazione
- Do, attua le azioni della gestione dell'energia
- Check, sorveglia e misura i processi e ne riporta i risultati
- Act, intraprende azioni che in continuo vadano a migliorare la prestazione energetica

La presente UNI, mediante il ciclo PDCA, mira ad ottenere miglioramenti in chiave di efficienza energetica nel lungo raggio. Promuove la cultura della qualità e dell'ottimizzazione delle risorse. L'assunto di dover conseguire l'eccellenza, trova le basi nella ricerca e nella pianificazione continua. Molte realtà industriali, sul nostro territorio nazionale, hanno recepito pienamente tale filosofia che è divenuta fondante nella ricerca del risultato operativo, altre, rimaste indietro, dovranno colmare celermente tale gap.

L'adozione delle tecnologie di cogenerazione, di teleriscaldamento e teleraffrescamento rientrano nel piano di ottimizzazione dei consumi energetici, quindi, ben si integrano nelle norme unificate sopra presentate. Peraltro, la tecnologia della cogenerazione presenta maggiore flessibilità rispetto alle tecnologie che prevedono l'impiego di fonte rinnovabile, parametro fondamentale nei siti industriali, dove l'energia deve essere resa disponibile in conformità alle caratteristiche della produzione.

Questo progetto di tesi, sviluppato dall'esperienza concreta di stage, permette di valutare diverse soluzioni impiantistiche energetiche in siti industriali reali ed effettuare analisi di sensibilità rispetto ai principali fattori che influenzano il ritorno economico dell'investimento. Il progetto pone poi l'accento sulla normativa dei *SEU* (*Sistemi Efficienti d'Utenza*), nell'ottica della razionalizzazione della generazione distribuita.

A seguire viene inquadrata la normativa europea e italiana sui SEU e su tutti quei meccanismi che ne incentivano l'impiego e si introduce il contesto dell'iniziativa.

Il Capitolo 1 definisce la tecnologia cogenerazione e trigenerazione. Il Capitolo 2, riguarda il progetto vero e proprio, specifica le fasi della progettazione andando ad includere le condizioni necessarie affinché la macchina possa ottenere i maggiori benefici economici.

Infine, nel Capitolo 3 verrà tratta una valutazione economica sull'impiego della macchina e sul suo impatto ambientale.

Il contesto dell'iniziativa

Il caso di studio riguarda un'Azienda nazionale leader nella produzione di prodotti dolciari da forno, che già nel 2006 ha realizzato un impianto di cogenerazione presso uno dei suoi stabilimenti in provincia di Verona. L'impianto è risultato decisivo nel tagliare i costi energetici dello stabilimento e ha avuto un eccellente economico con un rientro del capitale investito in meno di 3 anni. L'impianto è attualmente in esercizio con piena soddisfazione.

Negli anni successivi alla messa in servizio, l'impianto è stato oggetto di implementazioni finalizzate all'ottimizzazione delle prestazioni. I principali interventi hanno riguardato le modalità di utilizzo del calore prodotto sotto forma di acqua calda e l'estensione del recupero del calore a bassa temperatura al Gruppo 2, inizialmente non previsto.

L'installazione di un serbatoio di accumulo e le modifiche ai collettori di distribuzione dell'acqua calda (non fattibili all'atto dell'avvio dell'impianto) sono stati decisivi per l'ottimizzazione delle prestazioni, comportando un costo del tutto accettabile.

Una particolare attenzione è stata data e viene tuttora prestata alla programmazione del funzionamento dei Gruppi che costituiscono la centrale.

In Azienda esiste quindi una consolidata esperienza di esercizio di una centrale di cogenerazione che riguarda tutti gli aspetti fondamentali non solo per assicurare il successo dell'iniziativa ma per massimizzarne il risultato, pur con la necessaria prudenza.

Il costo elevato che ha assunto l'energia elettrica, dovuto essenzialmente alle componenti e maggiorazioni, hanno consigliato di valutare l'opportunità di installare gruppi di cogenerazione in altri stabilimenti. Recentemente l'Azienda ha acquisito due unità produttive che, sotto il profilo dei consumi energetici, appaiono simili e dove tale opportunità, a seguito di alcune valutazioni di massima, è apparsa interessante.

E' stato quindi deciso di dare corso ad un vero e proprio studio di fattibilità per definire nel dettaglio l'eventuale iniziativa e indicarne i vantaggi ma anche per evidenziarne eventuali criticità.

A questa visione si è sovrapposto il Decreto Legislativo del 4 luglio 2014, "attuazione della Direttiva UE sull'efficienza energetica" che, per ragioni sociali come Azienda S.p.A. impone di effettuare un audit energetico.

Questo obbligo è in realtà un'opportunità. Un audit energetico è finalizzato ad individuare tutti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica possibili, della più varia natura, e l'installazione di un impianto di cogenerazione è certamente uno di questi. Quanto deciso si inserisce quindi molto bene in una visione più complessiva che può consentire la programmazione nel tempo di quegli investimenti il cui ritorno economico appare

interessante, tracciando quindi un percorso verso l'ottimizzazione dei consumi energetici del Gruppo.

La normativa di riferimento

La normativa riguardante la cogenerazione ha origini lontane e ha subito sostanziali cambiamenti nel tempo.

Il Decreto Bersani nel 1999 apriva il mercato italiano delle energie alle liberalizzazioni. Immediatamente si è avuta una modifica sostanziale del sistema in quanto, in seguito a questo decreto il mercato punta ad inseguire il costo marginale dell'energia, con tutto ciò che ne consegue in pregi e difetti.

Il mercato quindi spinge verso energia a basso costo di produzione, limitando drasticamente le tecnologie impiegabili nella produzione della stessa.

Il legislatore interviene, con i mezzi a disposizione, cercando di incentivare tecnologie a basso impatto ambientale e pluralità nelle tecnologie, finanziando la ricerca.

La direttiva europea 2001/77/CE coglie tali problematiche, sviluppando tutta una serie di normative per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili. In attuazione della stessa, il decreto legge del ministero delle attività produttive 20 Luglio 2004, all'articolo 10 definisce i *TEE (Titoli di Efficienza Energetica)*.

In questo quadro di politiche energetiche uno spartiacque è costituito dalla Direttiva Europea 2004/8/CE e sua attuazione Decreto Legge 20/07 che ne ha recepito i principi. La cogenerazione viene assimilata alle fonti energetiche rinnovabili, definendo caratteristiche degli impianti, che, se ottenute, possono andare a sfruttare integralmente l'energia contenuta nel combustibile combusto. Tenere alto il rendimento di primo principio e considerare il PES sopra una certa percentuale, porta a delineare ciò che prenderà il nome di CAR, confine nell'incentivazione.

Un impianto CAR è iscrivibile nel registro SEU, introdotto dal Decreto Legge 115/2008, all'articolo 2, comma 1, lettera t.

Il Decreto Legge del 29/03/2010, n. 56, articolo 4 "Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, articolo 10", ha introdotto i *SESEU (Sistemi Equivalenti Sistemi Efficienti Utenza)*.

Ancora, a partire dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, del 05/09/2011 “Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento”, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico, con la delibera 578/2013/R/EE, racchiude le regolazioni dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, in particolare SEU e *SEESEU di tipo A-B-C (Sistema Esistente Equivalente Sistema Efficienza Utenza)*, disciplinando l’accesso ai regimi incentivanti. In seguito a questo, il *GSE (Gestore Servizi Elettrici)* ha aperto la procedura per l’iscrizione ai relativi elenchi.

Da notare che i SEESEU di tipo A-B-C sono una categoria nella quale si può entrare ma dai quali non si può più rientrare una volta usciti.

Negli **Allegati 2, 3, 4** viene dettagliata la normativa sopra sintetizzata, riguardante TEE, CAR, SEU, SEESEU.

In **Allegato 5**, è presente un diagramma a flusso che rappresenta in sintesi quindici anni di normative, nazionali ed europee, le quali hanno delineato lo stato attuale dei sistemi di autoproduzione dell’energia cogenerata.

CAPITOLO 1

Criteri di dimensionamento di un impianto di cogenerazione installato in un sito industriale

Verranno di seguito dettagliati gli aspetti che portano a considerare l'adozione di un sistema di produzione dell'energia mediante impianto di cogenerazione installato in un sito industriale.

1.1 Energia termica, elettrica e frigorifera

1.1.1. Energia elettrica e termica

Il costo di acquisto dell'energia elettrica si compone dei costi di produzione, più il costo di trasporto, più costo di maggiorazioni e componenti, più le imposte.

Particolare rilievo all'incidenza sul costo dell'energia elettrica riguarda la componente A3 (facente parte degli oneri di sistema), destinata al finanziamento delle fonti rinnovabili (in particolare il fotovoltaico). Nonostante, in questi ultimi anni, sia stato posto un tetto di spesa per finanziare tali fonti, la durata ventennale degli incentivi lascerà invariata, nel lungo periodo, gli oneri di sistema.

Poiché il costo di produzione con un impianto di piccola/media taglia è più alto rispetto al costo di produzione di un impianto di grande taglia, attualmente, non risulta conveniente produrre energia elettrica da vendere al mercato con impianti del primo tipo. La convenienza, risulta essere, quella di produrre e autoconsumare l'energia elettrica, dato che il costo di trasporto e il costo di maggiorazioni e componenti non gravano sull'energia autoprodotta e autoconsumata¹².

Dal punto di vista progettuale, come visto nel capitolo 1 sulla normativa in materia, un operatore deve confrontarsi sulla necessità di poter iscrivere tale impianto nel registro dei SEU. Come detto, una delle prerogative affinché un impianto possa essere registrato come

¹² Il Decreto Legge 24 giugno 2014 n. 91 art. 24 commi 3 e 4 il quale dispone che per i sistemi efficienti di utenza entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema si applicano all'energia consumata e non prelevata da rete nella misura del 5% delle parti variabili e che a decorrere dal 1° gennaio 2016 le quote possano esser aggiornate con decreto del MSE.

SEU è che sia CAR, oltre che avere un limite a 20 MW sulla potenza. Le linee guida per l'applicazione del Decreto dello Sviluppo Economico, 5 settembre 2011, portano alla progettazione di un sistema CAR. Il concetto di base dietro ad un sistema CAR è quello di massimizzare l'utilizzo dell'energia termica prodotta in un impianto di cogenerazione.

Il rendimento di primo principio lega energia elettrica e termica al numeratore, da confrontare, al denominatore, con l'energia introdotta nel sistema contenuta nel combustibile primario. Un altro importante indicatore è il PES che confronta i rendimenti termici e elettrici della produzione mediante cogenerazione con i rispettivi rendimenti di riferimento per la produzione separata di calore ed energia elettrica. Se la macchina non risulta CAR¹³, si passa a considerare la parte di energia elettrica prodotta in cogenerazione rispetto alla restante parte¹⁴. Se la parte di energia elettrica prodotta in cogenerazione è maggiore del 50% rispetto all'intera energia elettrica prodotta, allora tutta l'energia elettrica verrà considerata prodotta in cogenerazione, quindi la macchina godrà della qualifica CAR.

1.1.2 Energia frigorifera

Un'ulteriore importante considerazione riguarda l'eventuale utilizzo di energia frigorifera all'interno dell'unità produttiva. E' noto infatti che, a determinate condizioni¹⁵, l'energia frigorifera può essere ottenuta con l'uso di energia termica. La macchina utilizzata è l'assorbitore a bromuro di litio.

La soluzione può risultare conveniente qualora il costo dell'energia termica sia molto basso o nullo¹⁶ come nel caso del recupero di calore. L'assorbitore a bromuro di litio è infatti una macchina che, nella sua versione più comune e di più tranquillo esercizio – quella con alimentazione ad acqua calda, ha un COP¹⁷ (*Coefficient Of Performance*) molto basso (nell'ordine di grandezza di 0,6) e quindi intrinsecamente poco efficiente. E' quindi necessario che questa sua caratteristica sia compensata da un costo del calore che la alimenta molto basso o, come detto, nullo.

¹³ Per il caso in esame il rendimento di primo principio deve essere maggiore del 75%, mentre il PES deve essere maggiore di 0% per impianti di taglia sotto i 1000 kW e maggiore del 10% per impianti di taglia sopra i 1000 kW.

¹⁴ Mediante un parametro C: rapporto tra energia elettrica prodotta in cogenerazione e l'energia termica utile prodotta in cogenerazione.

¹⁵ Tipicamente, qualora il fluido vettore all'interno dello stabilimento sia costituito da acqua glicolata con mandata a 7°C e ritorno a 12°C.

¹⁶ O comunque cui venga attribuito un valore nullo, ad esempio perché tutti i costi di produzione sono attribuiti all'energia elettrica prodotta.

¹⁷ Indica la quantità di lavoro prodotto rispetto all'energia termica utilizzata.

Un'altra caratteristica dell'assorbitore a bromuro di litio è la sua rigidità di esercizio. La macchina infatti richiede per funzionare un'alimentazione termica a temperatura molto costante, così come molto costante deve essere la portata. Il primo requisito può essere assicurato con l'eventuale regolazione dell'acqua calda di alimento tramite vapore. Il secondo requisito suggerisce "caldamente" di disporre di un accumulo dell'acqua gelida prodotta.

Con questi accorgimenti è possibile ottenere un risultato importante, cioè quello di sostituire l'energia elettrica impiegata dai compressori per produrre energia frigorifera con un fluido che consente di ottenere il medesimo effetto.

Tenendo conto che un impianto frigorifero con compressori tradizionali ha un COP elevato rispetto a quello di una macchina ad assorbimento, la sostituzione dell'energia elettrica dei compressori richiede grandi quantità di energia termica (1 kWhe sostituito richiede circa 4 kWht) e quindi incrementa di molto i fabbisogni termici.

In presenza di consumi termici dello stabilimento limitati, per rientrare nelle condizioni di CAR è possibile adottare la macchina ad assorbimento che aumenta tali consumi e diminuisce i consumi elettrici.

1.2 La scelta dei motori primi per cogenerazione

1.2.1 Tipo e numero

Le considerazioni generali sul tipo e sul numero dei motori primi sono le seguenti:

I tipi di motori primi più utilizzati per cogenerazione sono:

- a) motori alternativi alimentati a gas
- b) turbine a gas
- c) turbine a vapore

I motori alternativi sono quelli che assicurano i rendimenti elettrici più elevati, mentre le turbine, sia a gas che a vapore, possono assicurare rispetto ai motori alternativi un maggior recupero di calore ad alta temperatura. La scelta è quindi guidata dal rapporto tra energia elettrica ed energia termica che si ritiene ottimale.

Il numero dei motori primi da installare è di solito influenzato dalla potenza totale della centrale di cogenerazione e dalla taglia dei motori primi prescelti; può essere altresì

influenzato dal grado di sicurezza e di flessibilità che si intende ottenere nella fornitura di energia elettrica, esigenza questa che può indurre a frazionare in due o più gruppi una potenza elettrica generabile anche da un solo motore primo; può essere influenzato infine dal carico elettrico da soddisfare che potrebbe risultare molto variabile e quindi adeguatamente coperto scegliendo opportunamente il numero dei gruppi da installare.

1.2.2 Taglia

Una buona indicazione della taglia da adottare viene dalle curve di durata dei carichi elettrici e termici. L'indicazione di massima della potenza elettrica necessaria può venire osservando la potenza assorbita dagli impianti di stabilimento in corrispondenza ad un numero di ore di utilizzo simile a quello ipotizzabile per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione, ad esempio 6000 h di funzionamento. L'energia prodotta è quella corrispondente all'area coperta del grafico.

Tale prima indicazione va poi confrontata con le analoghe considerazioni fatte però sul carico termico per verificarne la coerenza.

1.2.3 Modalità di gestione della centrale

Esistono due modalità di funzionamento della centrale di cogenerazione:

- Ad inseguimento termico
- Ad inseguimento elettrico

La prima modalità consente di rispettare in pieno le condizioni per un impianto CAR. La seconda modalità è quella che, se riesce a rispettare le condizioni CAR, ottimizza il risultato economico.

Avendo come scopo quello di massimizzare il risultato economico, conviene far funzionare il sistema ad inseguimento elettrico. Sarà importante, allora, sfruttare in pieno il calore prodotto in maniera da verificare, sempre, le condizioni CAR.

Gli altri elementi di cui tenere conto in esercizio sono essenzialmente:

- La non convenienza ad immettere energia elettrica in rete;

- L'opportunità di utilizzare il calore prodotto fino a disponibilità, utilizzando al massimo gli accumuli;
- L'assegnazione di priorità nell'utilizzo dell'energia termica all'assorbitore.

1.3 Sensibilità dei dati di partenza

Un punto di fondamentale importanza per una valutazione affidabile relativa all'installazione di un gruppo di cogenerazione è la quantità e qualità dei dati sui consumi elettrici e termici dell'unità produttiva interessata di cui è possibile disporre. L'esperienza dice infatti che questo è l'aspetto che più di frequente si dimostra carente.

La sola disponibilità di macro dati, ad esempio i totali annui, (a maggior ragione se limitati ai prelievi da rete) può supportare una valutazione preliminare di larga massima, ma può nascondere aspetti essenziali per la valutazione e portare a conclusioni non congrue.

Le misure di cui è necessario disporre per effettuare un'analisi affidabile rispondono ai seguenti requisiti:

- Devono comprendere i flussi di energia di qualsiasi tipo destinati a subire variazioni in caso di installazione della centrale di cogenerazione. I vettori interessati sono quindi non solo quelli acquistati (tipicamente energia elettrica e gas metano) ma anche quelli utilizzati (tipicamente energia termica sostituibile a bassa ed alta temperatura ed energia elettrica per gruppi frigoriferi).
- Le misure possono essere dirette o indirette. Tra le misure indirette si possono indicare quelle di energia termica prodotta ottenute tramite misura del gas combusto e ricavate mediante calcolo.
- Il grado di dettaglio deve essere quello delle misure elettriche¹⁸. La motivazione sta nel fatto che, con questo grado di dettaglio, è possibile considerare gli effetti della contemporaneità tra produzione e utilizzi e quindi valutare, almeno in linea di massima, la necessità di accumuli.
- Dovrebbe essere possibile disporre di misure che coprano almeno un anno per poter considerare gli effetti della stagionalità.

¹⁸ Il grado di dettaglio di cui è possibile disporre è quello orario.

Da ciò emerge l'opportunità di procedere in via preliminare ad un'accurata mappatura delle utenze di stabilimento e dei punti di connessione con l'esterno e di trasformazione interni (utili anche per successive considerazioni di natura impiantistica).

E' sempre consigliabile procedere per tempo l'installazione di un sistema di misura e registrazione dei dati¹⁹. L'installazione di un tale sistema può consentire di misurare i risultati dell'intervento tramite un confronto diretto tra il "prima" e il "dopo" e giustificare quindi l'investimento effettuato sulla base di dati oggettivi. L'installazione di un tale sistema con largo anticipo sull'intervento non è un maggior costo dato che le misure saranno utilizzate anche dopo l'intervento: il sistema andrà solo integrato con le misure tipiche del gruppo e necessarie per fini fiscali e per la certificazione CAR²⁰.

La mancanza di misure o la disponibilità di misure con un grado di dettaglio inadeguato può portare alla necessità di effettuare stime la cui attendibilità può essere di vario grado, stime che comunque dovranno essere validate e dalle quali dipende l'attendibilità di qualsiasi valutazione.

1.4 Prerequisiti per la progettazione di un gruppo di trigenerazione

Occorre considerare le caratteristiche di un impianto di trigenerazione per poi andare ad adattare nel sito in esame di produzione industriale. In questo sotto paragrafo vengono forniti i prerequisiti necessari al fine di poter modellare il sistema mediante foglio di calcolo Excel.

1.4.1 Il gruppo di trigenerazione

Occorre considerare l'impiego di un gruppo di produzione di trigenerazione. La fornitura di tale gruppo di trigenerazione comprende:

- Il gruppo motore-generatore elettrico sincrono;
- L'insieme degli scambiatori per il recupero e la dissipazione del calore, e il generatore di vapore;
- Il trasformatore elevatore;

¹⁹ Il mercato mette a disposizione sistemi flessibili e di elevate caratteristiche a basso costo.

²⁰ Più in generale un sistema di misura e registrazione dei dati relativi ai flussi di energia consente, nell'ambito di un più generale controllo di gestione, di allocare correttamente i costi energetici alle varie fasi del processo produttivo.

- Le misure elettriche fiscali e le misure termiche per la registrazione del calore effettivamente utilizzato sia sotto forma di acqua calda che sotto forma di vapore²¹;
- I quadri di comando e controllo;
- I servizi ausiliari;
- L'assorbitore
- Il packaging del gruppo
- Le opere civili e il camino
- Il montaggio
- Il collaudo

La fornitura ha per confine le flange (per il gas, per l'acqua calda – mandata e ritorno, per il vapore, per le condense) e i morsetti (di potenza e di segnale) di collegamento al resto dell'impianto esterno al perimetro fisico di fornitura. Sono escluse le opere civili preparatorie non espressamente indicate nei disegni di progetto che accompagnano l'offerta.

L'investimento è stato valutato sulla base di offerte preliminari pervenute da più possibili fornitori.

1.4.2 Le modifiche agli impianti per consentire l'utilizzo dell'energia elettrica autoprodotta

Consistono essenzialmente:

- Nel collegamento all'impianto elettrico dello stabilimento;
- Nell'eventuale adeguamento dei sistemi di misura installati dal distributore locale;
- Negli eventuali cablaggi per collegare le misure dell'impianto al sistema di acquisizione dati.

Gli importi di tali interventi sono stati valutati in accordo col personale dell'impianto.

²¹ Tutte le misure devono avere le caratteristiche più restrittive – in primis la classe di precisione – tra quelle richieste dalla normativa fiscale e quelle richieste per la certificazione CAR.

1.4.3 Le modifiche agli impianti per consentire l'utilizzo del calore recuperato

Il calore recuperato sotto forma di vapore richiede il collegamento dell'uscita del generatore di vapore ai collettori della centrale termica e il collegamento del ritorno delle condense.

L'utilizzo del calore prodotto sotto forma di acqua calda prevede:

- La modifica degli utilizzatori di stabilimento che attualmente utilizzano vapore per la loro conversione al funzionamento ad acqua calda;
- L'installazione di un piping all'interno dello stabilimento per la distribuzione dell'acqua calda;
- L'installazione di un serbatoio di accumulo dell'acqua calda prodotta, da cui prelevare quella di utilizzo, alimentato dal recupero del gruppo e, in sequenza, dalle caldaie esistenti
- Il collegamento del recupero termico del gruppo sotto forma di acqua calda all'assorbitore (eventuale);
- Il collegamento dell'assorbitore all'impianto frigorifero esistente;
- L'installazione di un serbatoio di accumulo di acqua refrigerata alimentato dall'assorbitore e, in sequenza, dai compressori in essere.

Gli importi di tali interventi sono stati valutati in accordo col personale dell'impianto.

1.4.4 Il sistema di acquisizione dati

L'impianto richiede un sistema di acquisizione, registrazione ed elaborazione dei dati di misura per fini di gestione, statistici ma soprattutto per verificare il rispetto delle condizioni CAR. Il sistema deve essere interfacciabile con le misure installate e integrabile a livello aziendale con i sistemi installati in altre unità produttive. Le prestazioni devono essere non inferiori a quelle fornite dai sistemi più evoluti sistemi installati in altre unità produttive.

L'importo, che comprende la fornitura dell'hardware, del software e l'installazione è stato valutato sulla base di offerte preliminari.

1.4.5 Altre opere a carico del committente

In via prudenziale sono state previste ulteriori opere valutate forfettariamente pari al 10% degli investimenti relativi alle modifiche agli impianti termici ed elettrici.

CAPITOLO 2

Progetto per lo studio di fattibilità di un impianto di cogenerazione

In questo capitolo viene descritta l'unità produttiva interessata all'intervento allo stato attuale.

Inoltre viene dettagliato il modello di calcolo che replica il funzionamento di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento. I risultati finali permetteranno di effettuare oggettive valutazioni sulla tecnologia della cogenerazione.

2.1 Descrizione dell'unità produttiva interessata all'intervento. Stato attuale

L'unità produttiva di Azienda SpA è adibita alla produzione di prodotti dolciari di ricorrenza (natale e pasqua) e continuativi (prodotti dolciari da forno).

Per quanto riguarda l'energia elettrica lo stabilimento è alimentato in media tensione dalla rete Enel Distribuzione. Il punto di prelievo ha i seguenti riferimenti e caratteristiche:

- POD IT001E00072061
- Tensione nominale 20 kV
- Potenza disponibile 5.064 kW

Per quanto riguarda il gas metano lo stabilimento è alimentato tramite collegamento alla rete di Snam Rete Gas. Il punto di riconsegna ha i seguenti riferimenti e caratteristiche:

- PDC 31327701
- Comune Castel d'Azzano
- Capacità (Sm³/giorno) 11.900

I dati di prelievo del gas e dell'energia elettrica prima dell'intervento sono riepilogati rispettivamente in Tabella 2 e 3 per il mese di Gennaio.

	A	M	G	Sm3/d		Sm3/w	Sm3/w	Sm3/w	Sm3/d
									307.647
mercoledì	2014	1	1	2.377		4.998	20.803	11%	571
giovedì	2014	1	2	5.760		4.998	20.803	28%	1.384
venerdì	2014	1	3	6.306		4.998	20.803	30%	1.515
sabato	2014	1	4	4.438		4.998	20.803	21%	1.066
domenica	2014	1	5	1.922		4.998	20.803	9%	462
lunedì	2014	1	6	1.942		5.602	32.502	6%	335
martedì	2014	1	7	6.397		5.602	32.502	20%	1.103
mercoledì	2014	1	8	6.534		5.602	32.502	20%	1.126
giovedì	2014	1	9	6.099		5.602	32.502	19%	1.051
venerdì	2014	1	10	5.450		5.602	32.502	17%	939
sabato	2014	1	11	2.918		5.602	32.502	9%	503
domenica	2014	1	12	3.162		5.602	32.502	10%	545
lunedì	2014	1	13	6.099		6.681	35.017	17%	1.164
martedì	2014	1	14	6.213		6.681	35.017	18%	1.185
mercoledì	2014	1	15	6.310		6.681	35.017	18%	1.204
giovedì	2014	1	16	6.315		6.681	35.017	18%	1.205
venerdì	2014	1	17	4.948		6.681	35.017	14%	944
sabato	2014	1	18	1.797		6.681	35.017	5%	343
domenica	2014	1	19	3.335		6.681	35.017	10%	636
lunedì	2014	1	20	6.601		7.578	37.126	18%	1.347
martedì	2014	1	21	6.683		7.578	37.126	18%	1.364
mercoledì	2014	1	22	6.744		7.578	37.126	18%	1.377
giovedì	2014	1	23	5.883		7.578	37.126	16%	1.201
venerdì	2014	1	24	4.540		7.578	37.126	12%	927
sabato	2014	1	25	3.117		7.578	37.126	8%	636
domenica	2014	1	26	3.558		7.578	37.126	10%	726
lunedì	2014	1	27	6.733		8.570	44.273	15%	1.303
martedì	2014	1	28	8.071		8.570	44.273	18%	1.562
mercoledì	2014	1	29	8.158		8.570	44.273	18%	1.579
giovedì	2014	1	30	7.746		8.570	44.273	17%	1.499
venerdì	2014	1	31	5.838		8.570	44.273	13%	1.130

Tabella 2 Dati di prelievo del gas dell'impianto prima dell'intervento per il mese di Gennaio.

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
		M	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01/01/14	mercoledì	1	370	393	398	387	386	388	384	391	365	355	358	360	354	367	365	355	353	379	391	408	403	393	407	426
02/01/14	giovedì	1	460	458	491	480	516	544	589	643	652	659	753	788	894	928	997	985	958	974	976	943	983	990	979	997
03/01/14	venerdì	1	955	978	978	922	952	976	958	988	978	961	977	956	951	992	999	978	970	1.016	999	976	1.004	974	988	994
04/01/14	sabato	1	961	974	957	920	952	948	944	961	912	868	856	828	809	815	826	802	804	831	690	562	512	452	457	453
05/01/14	domenica	1	442	433	415	390	390	389	385	390	376	362	368	381	376	387	398	396	390	389	384	391	388	380	385	393
06/01/14	lunedì	1	389	399	388	369	375	384	376	383	358	346	349	348	341	369	392	361	369	413	436	446	445	429	445	454
07/01/14	martedì	1	450	514	534	534	592	613	641	703	745	745	855	893	922	972	1.056	1.042	1.026	1.023	980	938	976	948	975	1.000
08/01/14	mercoledì	1	993	999	1.018	984	977	1.012	1.002	1.033	1.049	1.028	1.057	1.037	1.017	1.045	1.076	1.025	998	1.051	1.023	983	1.009	969	958	972
09/01/14	giovedì	1	943	953	957	935	959	964	952	1.020	1.017	1.005	1.032	1.029	995	1.017	1.026	1.004	969	1.016	987	941	972	965	964	962
10/01/14	venerdì	1	957	966	971	933	947	951	967	1.018	1.011	992	1.014	1.009	970	988	1.010	994	979	983	876	837	845	811	804	812
11/01/14	sabato	1	805	800	773	711	725	719	710	727	703	688	698	650	605	511	484	458	452	457	456	467	462	441	422	415
12/01/14	domenica	1	390	388	391	377	374	381	382	394	372	353	370	404	398	408	423	417	437	482	506	531	562	587	644	654
13/01/14	lunedì	1	643	665	741	709	752	835	932	1.000	1.044	1.025	1.053	1.014	988	1.015	1.026	994	954	1.012	980	971	991	979	945	972
14/01/14	martedì	1	964	954	969	910	930	959	1.006	1.055	1.062	1.065	1.106	1.085	1.027	1.039	1.069	1.018	1.027	1.062	1.042	999	1.022	1.047	1.025	1.002
15/01/14	mercoledì	1	1.016	992	1.012	964	963	973	990	1.042	1.074	1.018	1.070	1.053	1.004	1.027	1.046	1.009	985	1.022	1.022	985	1.018	1.023	1.036	1.028
16/01/14	giovedì	1	1.027	1.010	1.000	979	985	971	985	1.021	1.010	1.001	1.055	1.038	1.007	1.049	1.017	1.006	1.006	1.057	1.026	983	980	972	967	960
17/01/14	venerdì	1	973	981	958	925	924	846	854	913	847	870	918	884	851	872	896	865	844	851	793	751	757	740	743	748
18/01/14	sabato	1	734	719	657	612	602	591	563	560	537	521	515	482	464	465	460	444	446	471	476	460	446	428	437	443
19/01/14	domenica	1	438	452	441	423	425	441	460	453	431	420	428	424	424	444	455	451	473	549	554	584	612	636	646	688
20/01/14	lunedì	1	674	671	705	690	778	881	972	1.085	1.089	1.062	1.106	1.145	1.092	1.118	1.143	1.131	1.110	1.142	1.121	1.098	1.119	1.116	1.124	1.115
21/01/14	martedì	1	1.103	1.115	1.066	1.042	1.061	1.080	1.089	1.110	1.086	1.071	1.100	1.105	1.077	1.145	1.147	1.214	1.237	1.178	1.139	1.089	1.106	1.100	1.085	1.086
22/01/14	mercoledì	1	1.065	1.045	1.039	990	1.027	1.046	1.045	1.088	1.119	1.098	1.131	1.166	1.104	1.179	1.220	1.273	1.265	1.180	1.154	1.084	1.061	1.058	1.058	1.048
23/01/14	giovedì	1	1.055	1.058	1.053	987	1.019	988	1.008	1.018	1.034	1.046	1.078	1.087	1.069	1.112	1.115	1.109	1.116	1.074	979	940	912	900	865	851
24/01/14	venerdì	1	838	861	849	832	846	831	837	860	890	873	860	830	848	857	855	928	915	916	792	776	747	724	717	705
25/01/14	sabato	1	688	653	595	529	526	525	539	565	529	504	514	493	489	481	483	479	470	492	507	510	497	487	494	498
26/01/14	domenica	1	497	496	473	463	460	458	483	480	470	457	465	468	464	475	472	468	468	498	527	524	564	598	612	657
27/01/14	lunedì	1	637	683	700	697	676	804	935	1.024	1.086	1.044	1.102	1.146	1.051	1.049	1.058	1.041	1.058	1.201	1.165	1.122	1.115	993	981	992
28/01/14	martedì	1	1.011	1.017	1.046	1.098	1.123	1.238	1.252	1.320	1.366	1.353	1.381	1.353	1.297	1.318	1.309	1.286	1.304	1.309	1.302	1.208	1.124	1.120	1.107	1.122
29/01/14	mercoledì	1	1.115	1.131	1.131	1.092	1.107	1.160	1.217	1.303	1.358	1.332	1.375	1.364	1.315	1.332	1.349	1.312	1.281	1.311	1.307	1.165	1.072	1.107	1.106	1.127
30/01/14	giovedì	1	1.156	1.164	1.153	1.098	1.146	1.225	1.218	1.333	1.364	1.370	1.383	1.394	1.305	1.329	1.370	1.305	1.293	1.292	1.263	1.164	1.121	1.060	1.059	1.085
31/01/14	venerdì	1	1.127	1.108	1.071	999	983	989	973	1.115	1.164	1.143	1.193	1.200	1.112	1.114	1.081	1.047	1.044	1.075	1.016	980	921	780	779	798

Tabella 3 Dati di prelievo dell'energia elettrica dell'impianto prima dell'intervento per il mese di Gennaio.

2.2 Il contratto di acquisto di energia elettrica e le utenze in essere

2.2.1 Il contratto di acquisto energia elettrica in essere

Il contratto di acquisto energia elettrica di riferimento è del tipo a prezzo fisso, con prezzi differenziati in ore PK e ora OFFPK e rappresenta, ad oggi, la struttura contrattuale standard per il Committente.

Questa struttura contrattuale è mantenuta nelle presenti valutazioni per quanto riguarda la tipologia, cioè a prezzo fisso. Dato che però l'introduzione del gruppo di cogenerazione altera in genere in modo sostanziale il profilo di prelievo da rete la suddivisione dei prezzi in PK-OFFPK perde di significatività. Per questo motivo sarà considerato un prezzo indifferenziato della parte negoziabile, costituita dall'energia prelevata e dalle perdite convenzionali di rete.

2.2.2 Le utenze elettriche

I prelievi elettrici dello stabilimento sono stati tratti dall'archivio dati del distributore locale che fornisce i dati quartiorari ed hanno riguardato l'anno solare 2014.

Le elaborazioni hanno consentito la costruzione delle curve caratteristiche dei prelievi annui:

- Curva dell'energia elettrica oraria assorbita
- Curva di durata annua dell'energia elettrica assorbita

Dette curve sono riportate nell'**allegato 5**.

Di particolare interesse sono i prelievi elettrici dei compressori dell'impianto frigorifero. Essi sono infatti potenzialmente sostituibili qualora la produzione frigorifera fosse ottenuta tramite assorbitore che utilizza il calore prodotto dal gruppo di cogenerazione.

Non sono disponibili dati storici su base oraria sincronizzati con l'energia prelevata dallo stabilimento. Per questo motivo la curva di prelievo oraria dei gruppi frigoriferi attuali è stata costruita con i seguenti criteri:

- Descrivere le misure puntuali e le registrazioni
- Descrivere estensione ai periodi non misurati

Di seguito è inserita la tabella del mese rappresentativo di Gennaio.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0
MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	L
mercoledì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
giovedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
venerdì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
sabato	1	100	100	100	100	100	100																		
domenica	1																								
lunedì	1						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
martedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
mercoledì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
giovedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
venerdì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
sabato	1	100	100	100	100	100	100																		
domenica	1																								
lunedì	1						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
martedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
mercoledì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
giovedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
venerdì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
sabato	1	100	100	100	100	100	100																		
domenica	1																								
lunedì	1						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
martedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
mercoledì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
giovedì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
venerdì	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabella 3 Prelievo orario di energia elettrica dai gruppi frigoriferi per il mese rappresentativo di Gennaio.

Questo metodo introduce inevitabilmente un'approssimazione nel modello di calcolo, sia sotto il profilo della contemporaneità che sotto il profilo quantitativo.

La criticità del primo aspetto può essere attenuata se sarà prevista l'installazione di un accumulo di acqua gelida. La criticità del secondo punto è inversamente proporzionale al grado di confidenza delle assunzioni fatte.

2.3 Il contratto di fornitura gas in essere e gli usi termici.

2.3.1 Il contratto di acquisto gas attualmente in essere

Il contratto di acquisto gas di riferimento è del tipo a prezzo fisso e rappresenta, ad oggi, la struttura contrattuale standard per il Committente.

Tale struttura contrattuale è mantenuta nelle presenti valutazioni.

I prezzi del gas usati per i calcoli sono da intendersi comprensivi del prezzo della materia prima, dell'incidenza del termine fisso, delle componenti applicate ad un'utenza diretta, delle accise. Le valutazioni sono differenziate se riferite a prima e dopo l'intervento per tenere conto della diversità di incidenza delle singole componenti.

I risultati della valutazione economica dell'investimento sarà peraltro oggetto di analisi di sensibilità al prezzo del gas.

2.3.2 Le utenze gas

Il gas acquistato è usato esclusivamente per uso termico.

Gli usi termici complessivi dello stabilimento sono stati desunti dai dati dei prelievi di gas metano riferiti all'anno 2014. I dati sono stati comunicati dal Fornitore gas che ha fornito i dati dei consumi giornalieri per tutti i giorni dell'anno.

I dati si riferiscono però all'intero prelievo gas dello stabilimento e al fine delle presenti valutazioni devono essere disaggregati.

Gli usi termici dello stabilimento possono essere infatti classificati in due macro sezioni.

1. **CP** Cottura prodotti alimentari. Le utenze termiche sono costituite da una serie di forni alimentati direttamente a gas metano, senza interposizione di scambiatori, destinati alla cottura dei prodotti dolciari. Questa parte del consumo di gas non è sostituibile.

Non sono installati strumento per la misura diretta del gas utilizzato a questo scopo.

2. **CT** Centrale termica adibita alla produzione di solo vapore tramite caldaie.

La centrale termica dispone di un proprio misuratore di gas. La lettura di questo contatore è effettuata settimanalmente; sono state messe a disposizione le misure settimanali dell'anno 2014.

Dato che il modello di calcolo è su base oraria ma il consumo di gas metano della centrale termica non lo è, la tabella oraria del gas CT è stata costruita:

- Ripartendo il consumo settimanale sui singoli giorni in modo proporzionale al prelievo gas dell'intero stabilimento di quei giorni;
- Ripartendo il consumo giornaliero così ottenuto su base oraria in modo proporzionale al prelievo dell'energia elettrica di ogni singolo giorno.

Questo modo di procedere comporta l'introduzione di una approssimazione ma almeno consente di tenere conto dell'effetto dei macrofenomeni quali, ad esempio, l'andamento stagionale, influenzato nel caso in esame sia dalle condizioni climatiche che dall'andamento stagionale di una parte importante della produzione.

I dati così ottenuti hanno costituito la base di partenza per le successive elaborazioni.

Le elaborazioni hanno consentito la costruzione delle curve che evidenziano l'andamento cronologico del prelievo di gas da rete e del "di cui" costituito dal gas prelevato dalla centrale termica.

E' stato così possibile evidenziare come il gas consumato dalla centrale termica sia una frazione modesta di quello prelevato da rete, essendo l'uso preponderante quello per la cottura del prodotto.

I principali utilizzi del vapore prodotto dalla centrale termica attuale e la loro localizzazione sono:

- Produzione di acqua calda tramite scambiatore di calore localizzato in centrale termica
- Unità di trattamento aria localizzate in varie zone dello stabilimento;
- Riscaldamento di celle di lievitazione localizzate in varie zone dello stabilimento;
- Riscaldamento acqua di alcune lavatrici;
- Alcune lavorazioni della zona produzione essenzialmente per deumidificazione prodotti e per la produzione del vuoto.

In generale, dove le necessità lo richiedono, il vapore è trasformato in acqua calda sui luoghi di utilizzo tramite scambiatori di calore.

Da quanto esposto risulta evidente la necessità di un accurato censimento delle utenze termiche e di un'altrettanto accurata valutazione della reale sostituibilità dell'uso del vapore con l'acqua calda prodotta dal gruppo di cogenerazione. Infatti in alcune applicazioni la trasformazione dell'alimentazione da vapore ad acqua calda potrebbe non essere fattibile o esserlo ma solo con la completa sostituzione o con modifiche più o meno importanti dell'apparecchiatura di utilizzo.

Il vapore prodotto dal gruppo di cogenerazione è infatti opportuno sia riservato agli usi per i quali esso non è sostituibile. E' poi opportuno che il vapore sia prodotto, trasportato e utilizzato alla pressione più bassa possibile compatibile con la stabilità dei parametri di utilizzo.

2.4 La sezione di cogenerazione

2.4.1 La scelta del motore primo e la configurazione della sezione

L'analisi preliminare dei consumi di stabilimento orienta la scelta su motori primi che assicurano i maggiori rendimenti meccanici e quindi elettrici, quindi motori a ciclo Otto a 4 tempi alimentati a gas metano.

La scelta di un motore di questo tipo consente inoltre un facile inserimento negli impianti di stabilimento (alimentazione gas, impianti elettrici, automazione della gestione) unitamente al rispetto dei limiti di emissione in atmosfera senza l'impiego di impianti di abbattimento degli inquinanti.

Motori di questo tipo consentono un elevato recupero termico complessivo tale da arrivare ad un rendimento totale, elettrico più termico, superiore all'85% e, per il solo rendimento elettrico, valori dell'ordine del 40%.

Il recupero termico di questo tipo di motore avviene su due livelli di temperatura, quantitativamente simili: il recupero di calore dai gas di scarico mette a disposizione calore ad alta temperatura utilizzabile anche per la produzione di vapore mentre il recupero del calore dall'acqua e dall'olio mette a disposizione calore a bassa temperatura, tipicamente per la produzione di acqua calda fino a 90°.

Il diagramma cronologico dei prelievi elettrici orari dello stabilimento fornisce un'indicazione relativa alla taglia di una macchina il cui funzionamento possa essere esteso al maggior numero possibile di ore/anno.

L'entità e la tipologia dei prelievi elettrici e termici sostituibili consentono di utilizzare un solo motore.

La taglia di riferimento individuata è quella avente le seguenti caratteristiche principali di massima:

- Motore alternativo a gas metano
- N.1 unità
- Potenza elettrica nominale: 1.000 kWe
- Potenza termica nominale complessiva: 1.200 kWt

I calcoli sono stati eseguiti con riferimento ad un modello commerciale le cui caratteristiche sono assai simili ai valori sopra indicati.

Il modello di calcolo permette comunque di effettuare il calcolo per taglie diverse e per modelli di diversi costruttori prendendo i dati da un apposito data-base. Questa possibilità consentirà di produrre un aggiornamento dello studio di fattibilità impostato sulla macchina che sarà poi effettivamente acquistata.

2.4.2 Le modalità di funzionamento previste per il gruppo di cogenerazione

In generale un gruppo di cogenerazione dovrebbe essere dimensionato per un utilizzo in termini di ore/anno il più elevato possibile.

Le modalità di funzionamento devono però tenere conto dei termini economici. Come per qualsiasi impianto che, a fronte di un unico costo, produce contemporaneamente due prodotti diversi di diverso valore, è necessario definire un criterio di ripartizione di quell'unico costo.

Il prodotto che soffre del maggior differenziale di prezzo tra Italia e i principali partner europei è l'energia elettrica. Sarà pertanto opportuno verificare che, anche nella peggiore condizione, esista convenienza ad autoprodurre e autoconsumare energia elettrica. Tutti i calcoli saranno pertanto eseguiti supponendo di attribuire alla sola energia elettrica tutti i costi della produzione in cogenerazione.

I risultati evidenziano che, nelle condizioni attuali di mercato, è sempre conveniente produrre energia elettrica per autoconsumo mentre i prezzi correnti di cessione all'ingrosso evidenziano che non è conveniente produrre energia elettrica per cessione a terzi.

Il modello di calcolo è quindi impostato sul un criterio di "inseguimento elettrico". Tale impostazione prevede che:

- Nel caso la potenza elettrica richiesta dagli impianti utilizzatori sia maggiore della potenza nominale del gruppo la potenza generata sia quella nominale del gruppo
- Nel caso la potenza elettrica richiesta dagli impianti utilizzatori sia minore della potenza nominale del gruppo, il gruppo moduli nell'ambito del proprio campo di modulazione, fissato tra il 100% e il 50% della potenza nominale
- Nel caso la potenza elettrica richiesta dagli impianti utilizzatori sia minore del 50% della potenza nominale del gruppo, lo stesso si fermi
- E' comunque imposta la fermata del gruppo per 40 giorni all'anno per tenere conto delle necessità di manutenzione.

2.5 Il modello di calcolo

Lo studio di fattibilità utilizza un modello di calcolo le cui caratteristiche di base sono di seguito evidenziate.

2.5.1 Criteri generali

Il modello esegue tutti i calcoli dei flussi di energia su base oraria. Questa impostazione consente di tenere conto delle variazioni a livello giornaliero, settimanale e stagionale e di correlare al meglio i flussi di energia elettrica con quelli di energia termica. Questa impostazione offre prestazioni tanto migliori quanto più elevato è il grado di dettaglio dei parametri in ingresso ma, in ogni caso, è un'impostazione che evita gli errori dovuti ad input troppo grossolani, come i soli valori annui.

In generale, per valutare i costi e ricavi di esercizio, è necessario definire il perimetro dell'intervento. La centrale di cogenerazione può infatti configurarsi, sotto il profilo contabile, come un centro di profitto. Le entrate del centro di profitto sono costituite dalla vendita allo stabilimento dei vettori energetici che servono allo stesso per il suo funzionamento; le uscite sono costituite dagli acquisti energetici che è necessario effettuare

per alimentare la centrale di cogenerazione e fornire in ogni caso lo stabilimento del suo fabbisogno.

Il caso esaminato comprende l'opzione per un assorbitore. Gli schemi per considerarlo sono diversi potendosi collocare lo stesso sia dentro che fuori dal perimetro della centrale, variando di conseguenza i ricavi di esercizio, in particolare la ripartizione tra energia elettrica ed energia termica. Nel caso in esame si è scelto di posizionare l'assorbitore fuori dal perimetro della centrale. E' però facile dimostrare che la scelta è in pratica un'invariante sotto il profilo dei ricavi.

2.5.2 Caratteristiche specifiche. Limitazioni ed approssimazioni

L'impostazione dei calcoli su base oraria considera i flussi di energia come direttamente correlati tra loro nell'ora: è una regola molto rigida e pertanto conservativa. Nei fatti un importante aiuto viene dalla possibilità di accumulare l'energia termica. Ciò avviene nel sistema di distribuzione ma avviene, e con ben migliori risultati, se sono presenti serbatoi di accumulo di adeguata capacità, sia per l'acqua calda che per l'acqua gelida, soluzione quindi da caldeggiare sotto il profilo impiantistico, ma che il modello di calcolo non considera.

Nella versione utilizzata il modello considera i rendimenti del gruppo al 100% del carico e li mantiene costanti anche ai carichi parziali. Questa approssimazione è conservativa nei riguardi dell'energia termica prodotta perché, nella realtà, il rendimento termico aumenta al diminuire del carico, anche se a prezzo di un minore rendimento elettrico.

Un limite del modello è il fatto di non essere interattivo. La presenza dell'assorbitore – che contemporaneamente diminuisce il carico elettrico e aumenta quello termico – imporrebbe la ricerca del punto ottimale di funzionamento. E dato che tutto il modello è impostato su base oraria la ricerca andrebbe fatta per ogni ora, rendendo il modello molto lungo nell'elaborare i dati.

2.5.3 Fasi della progettazione in Excel

Si esprimono in dettaglio le fasi che hanno costituito il progetto andando a considerare i fogli Excel che permettono di simulare il funzionamento di un impianto di cogenerazione. Si avrà

inoltre la possibilità di modificare i dati in ingresso in maniera da ottenere dei risultati che verranno valutati nel Capitolo 4.

2.5.3.1 Cataloghi macchine e valori caratteristici impianto

I dati di ingresso al progetto sono stati racchiusi nel foglio Excel denominato “cataloghi e valori”. Si tratta di dati resi disponibili dal catalogo delle macchine²². Per le stesse macchine è stato richiesto un preventivo di spesa preliminare²³ ad una ditta costruttrice. Sono presenti i costi stimati che l’azienda deve sostenere direttamente.

Per il gas metano sono stati previsti (di default) diversi costi d’acquisto²⁴, è stato impostato il valore dell’energia contenuta nel gas metano²⁵ in kWh/Sm³ e viene specificato il rendimento medio di combustione delle caldaie²⁶.

Sono riportati i valori unitari recuperati dalla normativa sulla cogenerazione ad alto rendimento che permettono di delineare un modello CAR.

2.5.3.2 Cruscotto

Il foglio Excel denominato “cruscotto” racchiude il centro di controllo del progetto. Permette di settare diversi parametri in ingresso al sistema in maniera da ottenere risultati tra loro confrontabili. Con tutti i limiti di una valutazione non iterativa, possiamo comunque settare svariate configurazioni.

²² Tre modelli della General Electric con codice identificativo JMC 320 D02 (M08), JMS 316 GSNL, JMS 312 GSNL, rispettivamente di potenza nominale 1067 kWh, 851 kWh, 635 kWh

²³ Il costo di investimento iniziale verrà contrattato dall’ufficio acquisti dell’azienda che effettuare l’investimento.

²⁴ Forchetta da 0.268 €/Sm³ a 0.45 €/Sm³.

²⁵ 9,5348 kWh/Sm³.

²⁶ 95%.

2.5.3.3 CAR – TEE

Questo foglio, contenente le condizioni per poter configurare una macchina cogenerativa ad alto rendimento, evidenzia il *PES (Primary Energy Saving)*. Se il PES è minore di un certo limite si calcola l'energia elettrica prodotta in cogenerazione ad alto rendimento mediante la macchina virtuale. Se l'energia prodotta dalla macchina virtuale è maggiore del 50 % dell'energia elettrica totale generata, allora l'intero impianto sarà considerato CAR.

Se la macchina è CAR ha diritto ad accedere a tutta una serie di incentivi, tra cui i *TEE (Titoli di Efficienza Energetica)*, calcolati dal foglio Excel.

Nel cruscotto sono richiamati i valori unitari o i parametri per i quali può essere interessante effettuare un'analisi di sensibilità.

Parametri impostati nel cruscotto sono quelli che possono essere scelti tra un ventaglio di valori presenti in catalogo:

- Valore di mercato TEE²⁷
- Rendimento di primo principio da progetto²⁸
- Fattore di correzione climatica²⁹
- Fattore di correzione perdite rete³⁰
- Rendimento di riferimento produzione separata calore³¹
- Rendimento di riferimento produzione separata di energia elettrica³²

²⁷ 100,00 €/TEP.

²⁸ 75% per la tecnologia motore a combustione interna.

²⁹ 0,369.

³⁰ 0,945 per l'energia immessa e 0,925 per l'energia autoconsumata.

³¹ 0,9.

³² 0,525.

2.5.3.4 Costo del gas

Il costo del gas viene calcolato in questo foglio Excel.

Il prezzo della materia prima viene fissato nel calcolo dell'analisi di sensibilità a seconda degli scenari di mercato che si intendono valutare.

La quota fissa di tale costo è presa proporzionale ad un valore già contrattato dall'Azienda SpA con il fornitore in funzione del suo attuale consumo di gas.³³ Nella nuova configurazione in cui è presente l'impianto di cogenerazione si calcola, quindi, un nuovo costo fisso³⁴.

La parte variabile, accise e maggiorazione, è calcolata sull'effettivo prelievo di gas dalla rete. Per le accise l'aliquota risulta migliorativa, poiché abbiamo produzione di energia elettrica³⁵

2.5.3.5 Discounted Cash Flow

Valutiamo l'investimento mediante il DCF (*Discounted Cash Flow*)³⁶, basandolo sul tasso di attualizzazione³⁷ con cui verranno corretti i flussi futuri attesi. Nel caso in esame il **tasso di attualizzazione** utilizzato è stato del **3 %**. Su tale valore percentuale si può discutere, tenendo conto di molteplici aspetti e rapportandolo a diversi scenari economici: ottimistico, pessimistico, massima verosimiglianza.

In questo caso di studio ho fissato il tasso di attualizzazione in accordo con le modalità interne di assegnazione dello stesso in Azienda Spa.

Il foglio Excel calcola poi Van a 5 anni, Van a 10 anni, Time back, Tir a 5 anni, Tir a 10 anni.

³³ La quota fissa è contrattata in funzione degli Stm3/g impegnati.

³⁴ Aumentando gli Stm3/g impiegati, aumenterà anche la parte fissa del costo del gas.

³⁵ Stimando il peso dei consumi di gas per la produzione di energia elettrica, l'accisa passa da 1.266€/m3 a 0.8€/m3.

³⁶ Il metodo del DCF si può definire un metodo dinamico per la valutazione della convenienza di un investimento in quanto in tale metodo viene considerato anche il fattore tempo. I flussi di cassa che si manifesteranno in futuro a seguito dell'investimento devono essere sottoposti al processo di attualizzazione.

³⁷ Il tasso di attualizzazione dipende dal periodo in cui è effettuato l'investimento.

CAPITOLO 3

VALUTAZIONI ECONOMICHE ED AMBIENTALI

In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti andando a modificare la taglia del cogeneratore e la presenza o meno della macchina assorbitore.

Infine vengono tratte delle valutazioni sulla base dei risultati economici e sull'impatto ambientale di tale investimento.

3.1 Il nucleo della contabilità: Il Centro di Profitto

Dal punto di vista finanziario l'azienda ha scelto di considerare la centrale di cogenerazione come un centro di profitto, cioè un'entità contabile che vende allo stabilimento tutti i vettori energetici di cui ha bisogno e li produce, dove possibile, mediante la centrale di cogenerazione. Per alimentare la stessa e per soddisfare i fabbisogni che la stessa non può soddisfare compra sul mercato il gas metano e l'energia elettrica necessari.

Il Centro di Profitto del progetto è stato individuato come in figura:

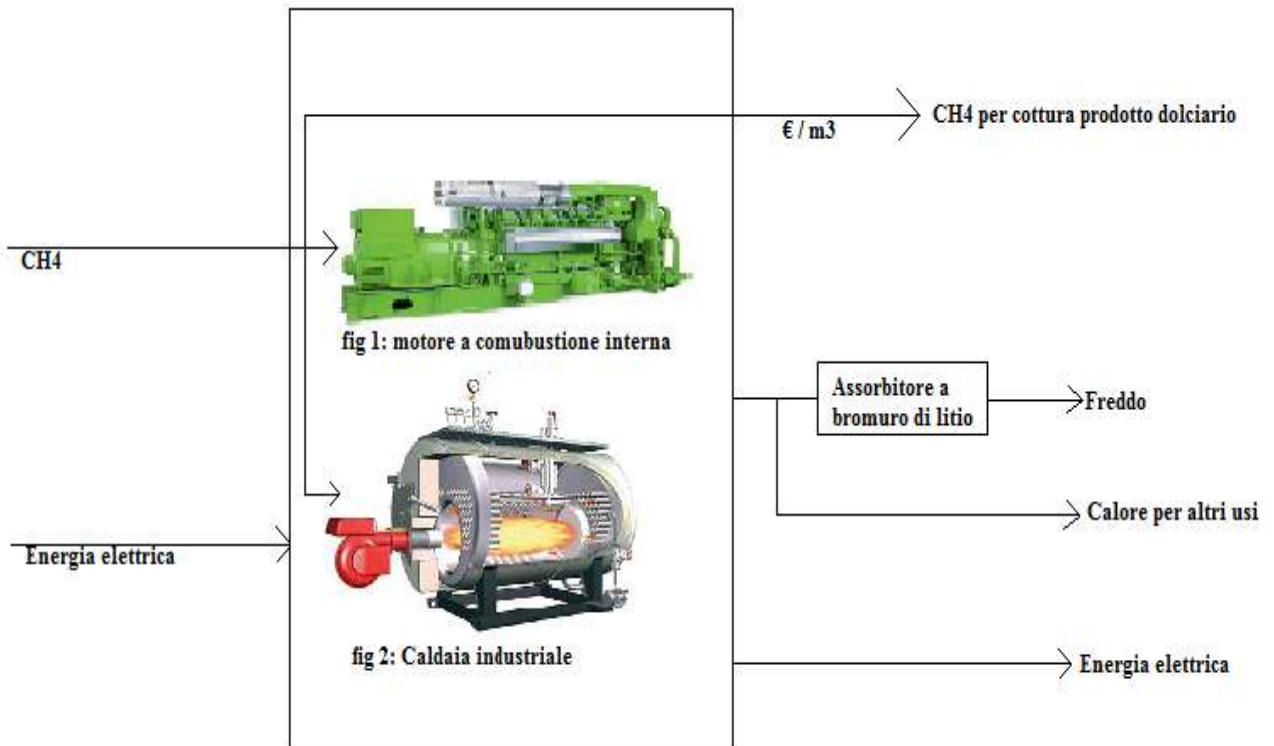


Figura 1 Centro di profitto

L'energia elettrica e il gas vengono considerati forniti all'impianto industriale dal centro di profitto.

L'energia elettrica viene in parte fornita mediante produzione in cogenerazione ed in una parte prelevata direttamente dalla rete elettrica. L'energia termica, necessaria a far funzionare l'impianto assorbitore³⁸ e quella utilizzata per altri usi, viene prodotta dall'impianto di cogenerazione. Inoltre bisogna acquistare del gas che andrà ad alimentare i forni per la cottura del prodotto dolciario in quanto lo stesso viene utilizzato tal quale.

³⁸ Che andrà a produrre energia frigorifera come dettagliato nel Capitolo 1.

I costi di esercizio sono conteggiati tenendo presente:

- Acquisto gas metano: tiene conto del gas utilizzato per la cogenerazione, gas per cottura prodotto e gas per produrre energia termica non sostituita;
- Energia elettrica residua non prodotta dalla cogenerazione da acquistare
- Oneri legati all'autoproduzione
- Full service impianto di cogenerazione
- Personale
- Imprevisti e spese generali

I ricavi di esercizio sono conteggiati tenendo presente:

- Vendita di energia elettrica
- Vendita energia termica
- Vendita gas per cottura prodotto
- Vendita certificati bianchi

Nei sotto paragrafi verranno, nello specifico, valutate le spese di esercizio e i ricavi di esercizio.

3.1.1 Valutazione delle spese di esercizio

3.1.1.1 Gas metano

I prelievi di gas dell'intero stabilimento cambiano significativamente con l'introduzione del gruppo di trigenerazione sia sotto in quantità (che aumenta in modo importante) che in profilo.

Il costo medio di acquisto del gas per l'utilizzatore finale è positivamente influenzato in modo significativo:

- Dalle nuove modalità di prelievo, caratterizzate da un diagramma di assorbimento più piatto;
- Dalla defiscalizzazione del gas per produzione elettrica.

Il calcolo dei costi di acquisto è stato eseguito tenendo conto di questi fattori.

3.1.1.2 Energia elettrica

Le modalità di prelievo dalla rete di distribuzione dell'energia elettrica cambiano sostanzialmente con l'introduzione del gruppo di cogenerazione.

L'energia elettrica acquistata si riduce infatti in modo sostanziale, diminuendo quindi in modo importante la spesa annua. A questo si accompagna però un aumento del prezzo unitario. Questo è dovuto alle voci proporzionali alla potenza massima prelevata nel mese. Dato che tale potenza è la massima prelevata nel quarto d'ora e dato che può non essere possibile contare su tutte le ore del mese sulla produzione dell'impianto, è altamente probabile che in alcune ore del mese la potenza massima prelevata sia quella prima dell'installazione del gruppo. Un costo invariato ripartito su una quantità nettamente inferiore ha come conseguenza un maggior costo unitario.

I calcoli del costo di acquisto dell'energia elettrica sono stati eseguiti con riferimento alla spesa annua ma tenendo conto di questo fatto.

Tra le voci di costo che riguardano l'energia elettrica compare quello relativo all'energia autoprodotta e autoconsumata di cui al Decreto Legge 24 giugno 2014 n. 91 art. 24 commi 3 e 4.

Nella sintesi dei costi di esercizio compare una riga che fa riferimento al costo per l'energia non prodotta in cogenerazione. Per un impianto CAR tale costo deve essere nullo. La riga evidenzia un valore nel caso le analisi di sensibilità vadano a considerare casi in cui l'impianto non produce tutta l'energia in cogenerazione.

3.1.1.3 Esercizio e manutenzione del gruppo

Per gruppi di questo genere e taglia le spese di esercizio e manutenzione ordinaria e straordinaria (comprendente, tra l'altro, dei materiali di consumo, dei pezzi di ricambio e della mano d'opera per l'esecuzione delle operazioni di cui sopra) è opportuno siano comprese in un contratto full-service affidato a terzi.

La struttura del costo è, per questo tipo di servizio, usualmente correlata alla produzione elettrica (c€/kWh prodotto) e da un punto di vista quantitativo si può valutare un costo pari a 0,80 c€/kWh.

3.1.1.4 Personale

Si ipotizza che l'installazione del gruppo di cogenerazione richieda per il proprio funzionamento l'equivalente di 1,0 persone/anno per una spesa complessiva di 20.000 €/anno.

3.1.1.5 Imprevisti e spese generali

Si ipotizza che l'incidenza di tali voci sia pari al 20% delle spese del personale e dell'esercizio e manutenzione del gruppo per una spesa di 27.200 €/anno.

3.1.2 Valutazione dei ricavi annui

3.1.2.1 Cessione allo stabilimento dell'energia elettrica prodotta

La valorizzazione dell'energia elettrica ceduta allo stabilimento deve considerare uno scenario di mercato complesso e mutevole. Le considerazioni da fare sono diverse per la parte del costo che è possibile negoziare (energia e perdite convenzionali) e per quella non negoziabile. Di seguito le considerazioni che hanno guidato la valorizzazione adottata dal modello di calcolo.

- Il mercato consente di fare riferimento sia ai prezzi spot che a quelli a termine.
- La parte non negoziabile comprende trasporto, dispacciamento, oneri di sistema e imposte. L'andamento di queste voci negli anni consente di considerare come costante la somma di trasporto, dispacciamento e imposte. Gli oneri di sistema, che con al componente A3 costituiscono la parte preponderante di questo insieme di voci, sono considerati in diminuzione. Questo è un approccio conservativo nei riguardi della valutazione economica dell'investimento perché ipotizza una diminuzione dei ricavi rispetto alla situazione attuale.

Il calcolo dei ricavi è stato eseguito tenendo conto di questi fattori e facendo riferimento alle quantità effettivamente necessarie allo stabilimento dopo la loro modifica, quindi tenuto conto dell'assorbitore.

Il costo unitario applicato è quello che risulta dall'applicazione dei prezzi di mercato a queste quantità.

3.1.2.2 Cessione a terzi dell'energia elettrica immessa in rete

Il gruppo funziona in modo da non immettere energia in rete perché ciò non è conveniente. Pertanto nel modello di calcolo questa voce non compare.

Dato però che questa condizione non potrà essere rispettata in assoluto (è sempre possibile l'immissione in rete di "sfridi") sarà necessario stipulare un contratto di cessione, di preferenza con un Operatore. Esiste un'esperienza consolidata in merito in altra unità produttiva.

3.1.2.3 Cessione allo stabilimento dell'energia termica prodotta

La cessione dell'energia termica allo stabilimento è stata quantificata nei corrispondenti Sm³ annui di gas necessari alla produzione della quantità di calore.

Il calcolo dei ricavi è stato eseguito facendo riferimento alle quantità effettivamente necessarie allo stabilimento dopo la loro modifica, quindi tenuto conto dell'assorbitore.

Il costo unitario applicato è quello che risulta dall'applicazione dei prezzi di mercato a queste quantità.

3.1.2.4 Vendita di certificati bianchi

I titoli di efficienza energetica TEE, espressi in TEP (*Tonnellate Equivalenti di Petrolio*), chiamati anche certificati bianchi, sono titoli che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia a seguito di interventi ed installazioni di sistemi efficienti.

Vengono riconosciuti dal GSE ai distributori di energia elettrica e gas (soggetti obbligati) ed alle società energetiche accreditate (soggetti volontari) e possono essere monetizzati scambiandoli sul mercato predisposto e gestito dal GME (*Gestore Mercati Energetici*).

3.2 Sintesi dei dati di funzionamento a seconda della taglia e della presenza di trigenerazione

Vengono selezionati la taglia del cogeneratore e la presenza o meno della macchina assorbitore.

3.2.1 Risultati con macchina General Electric modello Jenbacher JMC 320D02(M08) da 1067 kW, senza trigenerazione

Tenendo fisso il costo del gas all'attuale prezzo fissato da contratto, viene selezionata la taglia da 1067 kW. Si sceglie di non considerare la trigenerazione, andando a selezionare "no" sulla presenza dell'assorbitore (sintesi in Excel 1).

SINTESI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO

Dati senza impianto di cogenerazione:

Energia elettrica richiesta dagli impianti da acquistare	8.893.875 kWh
di cui	
per gruppi frigoriferi	1.373.760 kWh
Gas metano prelevato da acquistare	1.870.923 Sm3
di cui	
Gas consumato dalla centrale termica	307.647 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Energia termica prodotta dalla centrale termica	2.786.676 kWh
Energia termica potenzialmente sostituibile senza assorbitore	2.786.676 kWh

Dati nell'ipotesi di impianto di cogenerazione

Macchina selezionata	GE-JENBACHER JMC 320 D02 (M08)
Potenza elettrica nominale della macchina:	1.067 kW
Ore di funzionamento	6.896 h
di cui	
Ore di funzionamento alla PMAX	3.976 h
Ore di funzionamento in modulazione	2.920 h
Ore di fermo	1.864 h
Energia elettrica richiesta dagli impianti senza assorbitore	8.893.875 kWh
Energia elettrica prodotta	6.745.552 kWh
Energia elettrica autoconsumata (= prodotta per ipotesi)	6.745.552 kWh
di cui	
Energia elettrica prodotta non CAR	0 kWh
Energia termica richiesta dagli impianti senza assorbitore	2.786.676 kWh
Energia termica prodotta:	7.940.406 kWh
di cui	
Energia termica prodotta e utilizzata	2.420.533 kWh
Energia termica dissipata	5.519.873 kWh
Energia termica non sostituita (da produrre con caldaie e da minimizzare)	366.142 kWh
Energia termica combusta dal gruppo di cogenerazione	16.878.027 kWh
Energia elettrica residua da acquistare:	2.148.323 kWh
Gas combusto dal gruppo di cogenerazione	1.770.154 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Gas per produrre energia termica non sostituita	40.422 Sm3
Gas metano da acquistare:	3.373.852 Sm3

Verifica CAR

Assorbitore NO Potenza elettrica 1.067 kW

Con le ipotesi fatte, e in particolare supponendo che l'energia termica attualmente prodotta dalle caldaie a vapore sia sostituibile al 100%

il risparmio di energia primaria (PES) risulta del -2,46% quindi inferiore al valore minimo richiesto del 10%

e il rendimento totale dell'impianto risulta pari al 54,31% quindi inferiore al valore minimo richiesto del 75%

Pertanto l'impianto, con i dati introdotti e con le ipotesi di funzionamento fatte, L'IMPIANTO NON E' COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO SOLO UNA PARTE DELLA PRODUZIONE E' IN COGENERAZIONE

Sintesi in Excel I

3.2.2 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMC320D02(M08) da 1067 kW, con trigenerazione

Tenendo fisso il costo del gas all'attuale prezzo fissato da contratto, viene selezionata la taglia da 1067 kW.

Si sceglie di considerare la trigenerazione, andando a selezionare "SI" sulla presenza dell'assorbitore (sintesi in Excel 2).

SINTESI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO

Dati senza impianto di cogenerazione:

Energia elettrica richiesta dagli impianti da acquistare	8.893.875 kWh
di cui	
per gruppi frigoriferi	1.373.760 kWh
Gas metano prelevato da acquistare	1.870.923 Sm ³
di cui	
Gas consumato dalla centrale termica	307.647 Sm ³
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm ³
Energia termica prodotta dalla centrale termica	2.786.676 kWht
Energia termica potenzialmente sostituibile senza assorbitore	2.786.676 kWht

Dati nell'ipotesi di impianto di trigenerazione

Macchina selezionata	GE-JENBACHER JMC 320 D02 (M08)
Potenza elettrica nominale della macchina:	1.067 kW
Ore di funzionamento	6.741 h
di cui	
Ore di funzionamento alla PMAX	2.259 h
Ore di funzionamento in modulazione	4.482 h
Ore di fermo	2.019 h
Energia elettrica richiesta dagli impianti con assorbitore	7.520.115 kWh
Energia elettrica prodotta	5.973.717 kWh
Energia elettrica autoconsumata (= prodotta per ipotesi)	5.973.717 kWh
di cui	
Energia elettrica prodotta non CAR	0 kWh
Energia termica richiesta dagli impianti con assorbitore	8.281.716 kWht
Energia termica prodotta:	7.031.854 kWht
di cui	
Energia termica prodotta e utilizzata	6.042.671 kWht
Energia termica dissipata	989.183 kWht
Energia termica non sostituita (da produrre con caldaie e da minimizzare)	2.239.045 kWht
Energia termica combusta dal gruppo di cogenerazione	14.946.821 kWht
Energia elettrica residua da acquistare:	1.546.398 kWh
Gas combusto dal gruppo di cogenerazione	1.567.611 Sm ³
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm ³
Gas per produrre energia termica non sostituita	247.189 Sm ³
Gas metano da acquistare:	3.378.076 Sm ³

Verifica CAR

Assorbitore SI Potenza elettrica **1.067 kW**

Con le ipotesi fatte, e in particolare supponendo che l'energia termica attualmente prodotta dalle caldaie a vapore sia sostituibile al 100%

il risparmio di energia primaria (PES) risulta del **20,92%** quindi superiore al valore minimo richiesto del 10%

e il rendimento totale dell'impianto risulta pari al **80,39%** quindi superiore al valore minimo richiesto del 75%

Pertanto l'impianto, con i dati introdotti e con le ipotesi di funzionamento fatte, L'IMPIANTO E' COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO TUTTA LA PRODUZIONE E' IN COGENERAZIONE

Sintesi in Excel 2

3.2.3 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMS316GSNL da 851 kW, senza trigenerazione

Tenendo fisso il costo del gas all'attuale prezzo fissato da contratto, viene selezionata la taglia da 851 kW.

Si sceglie di considerare la trigenerazione, andando a selezionare "NO" sulla presenza dell'assorbitore (sintesi in Excel 3).

SINTESI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO

Dati senza impianto di cogenerazione:

Energia elettrica richiesta dagli impianti da acquistare	8.893.875 kWh
di cui	
per gruppi frigoriferi	1.373.760 kWh
Gas metano prelevato da acquistare	1.870.923 Sm3
di cui	
Gas consumato dalla centrale termica	307.647 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Energia termica prodotta dalla centrale termica	2.786.676 kWh
Energia termica potenzialmente sostituibile senza assorbitore	2.786.676 kWh

Dati nell'ipotesi di impianto di cogenerazione

Macchina selezionata	GE-JENBACHER JMS 316 GS NL
Potenza elettrica nominale della macchina:	851 kW
Ore di funzionamento	7.425 h
di cui	
Ore di funzionamento alla PMAX	5.583 h
Ore di funzionamento in modulazione	1.842 h
Ore di fermo	1.335 h
Energia elettrica richiesta dagli impianti senza assorbitore	8.893.875 kWh
Energia elettrica prodotta	5.929.090 kWh
Energia elettrica autoconsumata (= prodotta per ipotesi)	5.929.090 kWh
di cui	
Energia elettrica prodotta non CAR	0 kWh
Energia termica richiesta dagli impianti senza assorbitore	2.786.676 kWh
Energia termica prodotta:	7.015.974 kWh
di cui	
Energia termica prodotta e utilizzata	2.498.673 kWh
Energia termica dissipata	4.517.301 kWh
Energia termica non sostituita (da produrre con caldaie e da minimizzare)	288.003 kWh
Energia termica combusta dal gruppo di cogenerazione	14.614.762 kWh
Energia elettrica residua da acquistare:	2.964.785 kWh
Gas combusto dal gruppo di cogenerazione	1.532.785 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Gas per produrre energia termica non sostituita	31.795 Sm3
Gas metano da acquistare:	3.127.856 Sm3

Verifica CAR

Assorbitore NO Potenza elettrica 851 kW

Con le ipotesi fatte, e in particolare supponendo che l'energia termica attualmente prodotta dalle caldaie a vapore sia sostituibile al 100%

il risparmio di energia primaria (PES) risulta del 1,84% quindi superiore al valore minimo richiesto del 0%

e il rendimento totale dell'impianto risulta pari al 57,67% quindi inferiore al valore minimo richiesto del 75%

Pertanto l'impianto, con i dati introdotti e con le ipotesi di funzionamento fatte, L'IMPIANTO E' COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO SOLO UNA PARTE DELLA PRODUZIONE E' IN COGENERAZIONE

Sintesi in Excel 3

3.2.4 Risultati con macchina General Electric modello Jembacher JMS316GSNL da 851 kW, con trigenerazione

Tenendo fisso il costo del gas all'attuale prezzo fissato da contratto, viene selezionata la taglia da 851 kW.

Si sceglie di considerare la trigenerazione, andando a selezionare "SI" sulla presenza dell'assorbitore (sintesi in Excel 4).

SINTESI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO

Dati senza impianto di cogenerazione:

Energia elettrica richiesta dagli impianti da acquistare	8.893.875 kWh
di cui	
per gruppi frigoriferi	1.373.760 kWh
Gas metano prelevato da acquistare	1.870.923 Sm3
di cui	
Gas consumato dalla centrale termica	307.647 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Energia termica prodotta dalla centrale termica	2.786.676 kWht
Energia termica potenzialmente sostituibile senza assorbitore	2.786.676 kWht

Dati nell'ipotesi di impianto di trigenerazione

Macchina selezionata	GE-JENBACHER JMS 316 GS NL
Potenza elettrica nominale della macchina:	851 kW
Ore di funzionamento	7.335 h
di cui	
Ore di funzionamento alla PMAX	3.728 h
Ore di funzionamento in modulazione	3.607 h
Ore di fermo	1.425 h
Energia elettrica richiesta dagli impianti con assorbitore	7.520.115 kWh
Energia elettrica prodotta	5.649.399 kWh
Energia elettrica autoconsumata (= prodotta per ipotesi)	5.649.399 kWh
di cui	
Energia elettrica prodotta non CAR	0 kWh
Energia termica richiesta dagli impianti con assorbitore	8.281.716 kWht
Energia termica prodotta:	6.685.012 kWht
di cui	
Energia termica prodotta e utilizzata	5.568.354 kWht
Energia termica dissipata	1.116.657 kWht
Energia termica non sostituita (da produrre con caldaie e da minimizzare)	2.713.361 kWht
Energia termica combusta dal gruppo di cogenerazione	13.925.344 kWht
Energia elettrica residua da acquistare:	1.870.716 kWh
Gas combusto dal gruppo di cogenerazione	1.460.479 Sm3
Gas per cottura prodotto	1.563.276 Sm3
Gas per produrre energia termica non sostituita	299.553 Sm3
Gas metano da acquistare:	3.323.308 Sm3

Verifica CAR

Assorbitore' SI Potenza elettrica 851 kW

Con le ipotesi fatte, e in particolare supponendo che l'energia termica attualmente prodotta dalle caldaie a vapore sia sostituibile al 100%

il risparmio di energia primaria (PES) risulta del 21,39% quindi superiore al valore minimo richiesto del 0%

e il rendimento totale dell'impianto risulta pari al 80,56% quindi superiore al valore minimo richiesto del 75%

Pertanto l'impianto, con i dati introdotti e con le ipotesi di funzionamento fatte, L'IMPIANTO E' COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO TUTTA LA PRODUZIONE E' IN COGENERAZIONE

SINTESI DI ESCELT

3.3 Valutazione economica delle configurazioni selezionate

Valutazione economica delle sintesi in Excel sopra presentate.

La Tabella 4 che segue riporta in sintesi i risultati economici ottenuti dal metodo DCF.

		SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE		
M A J C E C M H B	JMC 320D02 (1067 kW)	VAN a 5 anni	-€ 1.025.070,01	VAN a 5 anni	€ 779.688,30
		VAN a 10 anni	-€ 785.114,76	VAN a 10 anni	€ 2.619.386,72
		PAY BACK	mai	PAY BACK	4,1 anni
		TIR a 5 anni	-36%	TIR a 5 anni	22%
		TIR a 10 anni	-13%	TIR a 10 anni	33%
		CAR	NO	CAR	SI
I A N C A H E G R E	JMS316GSNL (851 kW)	VAN a 5 anni	-€ 652.877,99	VAN a 5 anni	€ 845.877,50
		VAN a 10 anni	-€ 230.893,04	VAN a 10 anni	€ 2.571.631,88
		PAY BACK	mai	PAY BACK	3,8 anni
		TIR a 5 anni	-22%	TIR a 5 anni	26%
		TIR a 10 anni	-2%	TIR a 10 anni	37%
		CAR	NO	CAR	SI

Tabella 4 Valutazione economica

Dalle considerazioni fatte lungo l'intera tesi la caratteristica CAR dell'impianto gioca un ruolo chiave nei risultati economici. Si conferma, infatti, che a prescindere dalla taglia impostata l'assenza della trigenerazione rende l'impianto di cogenerazione poco interessante sul lato economico.

Infatti il costo di produzione dell'energia elettrica interno risulta maggiore rispetto al prezzo d'acquisto della stessa nel mercato. Poiché a tale costo di produzione interno vanno comunque aggiunti gli oneri di sistema, gli indicatori economici risultano tutti negativi ed l'impianto non si ripaga.

Un'altra considerazione che si può fare scaturisce dal seguente confronto:

TIR a 5 anni e a 10 anni, VAN a 5 anni e TIME BACK risultano a favore della configurazione con macchina General Electric modello JMS316GSNL con potenza nominale da 851 kW.

Il VAN a 10 anni invece è favorevole alla macchina General Electric modello JMC320D02 con potenza nominale da 1067 kW.

Questa situazione non sorprende: in genere una macchina più piccola ha un utilizzo più elevato e quindi un ritorno economico più rapido ma limita il vantaggio economico complessivo.

Avendo a disposizione la curva di durata dei carichi elettrici (vista nell'Allegato 6), si è osservato che la taglia 1067 kW garantisce meglio, la richiesta di energia elettrica, andando a limitare maggiormente l'energia elettrica prelevata dalla rete.

Questo effetto, proiettato su una vita dell'impianto – che è dell'ordine di grandezza dei 10 anni, considerando 60.000 ore di funzionamento prima della grande revisione o della sostituzione del gruppo, porta a preferire la soluzione con la macchina di taglia maggiore.

In questo caso di studio non si è tenuta in considerazione la possibilità di installare degli accumuli termici che meglio permettono la fruizione della risorsa termica, soluzione tecnica che come prima valutazione è a vantaggio della macchina con taglia maggiore.

3.4 Influenza del costo del gas sulla valutazione economica

Le valutazioni economiche sopra presentate scaturiscono dall'aver tenuto fisso il costo della materia gas.³⁹

Il foglio Excel che simula il funzionamento dell'impianto di cogenerazione permette di settare diversi costi della materia prima gas, in maniera da poter verificare la fattibilità dell'investimento in diversi scenari economici.

Assodata l'indispensabilità dell'adozione dell'assorbitore possiamo riprendere i risultati economici sopra presentati e verificare l'influenza del costo del gas sugli stessi.

La sintesi è espressa in tabella:

		COSTO GAS 0,3 €/Sm3	COSTO GAS 0,4 €/Sm3	COSTO GAS 0,45 €/Sm3
M A C C H I N E	JMC 320D02 (1067 kW)	VAN a 5 anni € 779.688,30	VAN a 5 anni € 367.283,39	VAN a 5 anni € 161.080,93
		VAN a 10 anni € 2.619.386,72	VAN a 10 anni € 1.851.237,71	VAN a 10 anni € 1.467.163,20
		PAY BACK 4,1 anni	PAY BACK 4,9 anni	PAY BACK 5,4 anni
		TIR a 5 anni 22%	TIR a 5 anni 12%	TIR a 5 anni 7%
		TIR a 10 anni 33%	TIR a 10 anni 25%	TIR a 10 anni 21%
H B O I L E R		CAR SI	CAR SI	CAR SI
I N C A N D A T O R E	JMS316GSNU (851 kW)	VAN a 5 anni € 845.877,50	VAN a 5 anni € 458.554,51	VAN a 5 anni € 264.893,01
		VAN a 10 anni € 2.571.631,88	VAN a 10 anni € 1.850.200,67	VAN a 10 anni € 1.489.485,06
		PAY BACK 3,8 anni	PAY BACK 4,5 anni	PAY BACK 5 anni
		TIR a 5 anni 26%	TIR a 5 anni 16%	TIR a 5 anni 11%
		TIR a 10 anni 37%	TIR a 10 anni 28%	TIR a 10 anni 24%
E L E M E N T I		CAR SI	CAR SI	CAR SI

Tabella 5 Sintesi in Excel dei parametri economici in funzione dell'andamento del costo del gas.

³⁹ Nelle valutazioni economiche presentate nel paragrafo 4.3 si è scelto uno scenario economico in cui il costo della materia prima gas è simile a quello pagato attualmente (rimane fisso a 0,3 €/Sm3).

3.5 Impatto ambientale

Un dimensionamento corretto di un impianto di cogenerazione permette di ottenere, oltre ad un ritorno economico, un risparmio della CO₂ prodotta.⁴⁰ Scelta la configurazione d'impianto che rimanda l'ottimo economico⁴¹, per il calcolo della CO₂ risparmiata si è scelto di far fede alla norma UNI 11300 parte quarta, che mediante il prospetto 8 fornisce i fattori di emissione di CO₂.

Prospetto 8 - Fattori di emissione di CO₂

Vettore energetico	k _{em} [kg CO ₂ /kWh]
Gas naturale	0,1998
GPL	0,2254
Gasolio	0,2642
Olio combustibile	0,2704
Biomasse	0
Energia elettrica	0,4332
Energia termica da teleriscaldamento	Valore dichiarato da fornitore

Tabella 6: Prospetto 8 norma UNI 11300 parte quarta

Il calcolo della CO₂ risparmiata è stato effettuato considerando le equazioni:

$$CO_2 \text{ risparmiata} = CO_2 \text{ prima} - CO_2 \text{ dopo intervento}$$

$$CO_2 \text{ risparmiata} = (\text{metano prima} * K_{em,m} + \text{en.elettrica prima} * K_{em,ee}) - (\text{metano dopo} * K_{em,m} + \text{en.elettrica dopo} * K_{em,ee})$$

⁴⁰ Rispetto alla normativa 11300 parte quarta.

⁴¹ Trigenerazione con Taglia 1067 kW.

Si è quindi ottenuto:

En.elettrica da acquistare prima	8893874,67	kWh
Metano da acquistare prima	17838835	kWh

En. Elettrica da acquistare dopo	1546397,7	kWh
Metano da acquistare prima	32209202	kWh

CO2 risparmiata	311727,62	Kg CO2
	311,72762	t CO2

Il mix energetico utilizzato dal fornitore⁴² per produrre energia elettrica è simile a quello del parco di produzione nazionale⁴³, i risultati ottenuti sono fedeli all'intervento specifico.

⁴² Composizione del MIX Energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta da Eni Spa nell'anno 2012: Fonti rinnovabili 32%, Carbone 18%, Gas Naturale 37%, Prodotti Petroliferi 1,27%, Nucleare 4,46%, Altre Fonti 5,55%
Composizione del Mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano nell'anno 2012: Fonti rinnovabili 30,70%, Carbone 18,90%, Gas Naturale 39,10%, Prodotti Petroliferi 1,3%, Nucleare 4,20%, Altre Fonti 5,80%.

⁴³ La norma è stata pubblicata nel 2012.

Allegato 2

A 2: La normativa riguardante il sostegno economico alla cogenerazione ad alto rendimento

Prima la Comunità Europea e dopo il Legislatore Nazionale hanno definito i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ed in seguito ne hanno sviluppato il mercato.

I TEE vengono scambiati in piattaforme organizzate ad hoc dal Gestore del Mercato Elettrico (GME). Vengono suddivisi in 5 tipologie, ognuna delle quali segue il proprio andamento. Ai fini del nostro studio viene considerata la tipologia II-CAR, alla quale viene fatto corrispondere un valore spot di 103 €/tep.

A seguito viene ripresa la normativa che ben inquadra i TEE.

A 2.1: Direttiva 2001/77/CE, 27 settembre 2001

Mira a promuovere l'energia prodotta da fonte rinnovabile e prodotta in impianti di cogenerazione nel mercato elettrico interno, e, a creare le basi per un futuro quadro comunitario.

Pone obiettivi sino al 2010, integrandosi con il protocollo di Kyoto, sottoscritto da ogni stato membro.

La commissione valuta i meccanismi attuati dagli stati membri, che andranno ad incentivare il produttore.

Introduce il concetto di garanzia d'origine dell'energia prodotta, che esplicita la fonte da cui è prodotta, data e luogo di produzione, consentendo ai produttori di dimostrare che l'energia prodotta proviene da fonti energetiche rinnovabili.

A 2.2: Decreto Legge, 20 luglio 2004, Articolo 10

Dall'attuazione della Direttiva 2001/77/CE, 27 settembre 2001, il Decreto Legge del Ministero delle Attività Produttive, 20 luglio 2004, all'Articolo 10, definisce i Titoli Efficienti d'Utenza (TEE), denominati anche certificati bianchi, i quali vengono emessi dai distributori con valore pari alla riduzione dei consumi certificata.

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME), individuerà una sede dove tali TEE verranno contrattati, predisponendo le regole di funzionamento del mercato in accordo con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

A 2.3 Decreto M.S.E.,5 settembre 2011

Definisce:

L'unità cogenerativa o sezione di cogenerazione: parte di un impianto di cogenerazione la quale, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso.

Rifacimento: intervento tecnologico, realizzato dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo 20/2007 su una unità di produzione cogenerativa o non cogenerativa in esercizio da almeno dodici anni, che comporti la totale ricostruzione o la sostituzione con componenti nuovi di almeno due dei componenti principali (a seconda della tecnologia impiegata).

Le unità di cogenerazione, hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio di certificati bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue:

$$\text{RISP} = \frac{E_{\text{chp}}}{\eta_{\text{erif}}} + \frac{H_{\text{chp}}}{\eta_{\text{trif}}} - F_{\text{chp}}$$

dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare considerato
- E_{chp} è l'energia elettrica, espressa in MWh, prodotta in cogenerazione dalla unità di cogenerazione durante l'anno considerato
- H_{chp} è l'energia termica utile, espressa in MWh, prodotta in cogenerazione dalla unità di cogenerazione durante l'anno considerato
- η_{erif} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46, corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia autoconsumata e della quantità di energia immessa in rete secondo le modalità di calcolo riportate nell'allegato 7 del decreto 4 agosto 2011. La percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto è quella riferita alla produzione totale in regime di CAR
- η_{trif} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico e pari a 0,90 nel caso di produzione di vapore/acqua calda
- F_{chp} è l'energia, espressa in MWh, del combustibile che l'unità di cogenerazione ha consumato durante l'anno considerato per produrre in cogenerazione

L'operatore, la cui unità di cogenerazione sia riconosciuta come CAR in un dato anno, ha diritto, per quell'anno, ad un numero di certificati bianchi pari a:

$$CB = (RISP * 0,086) * K$$

dove:

- $(RISP * 0,086)$ è il risparmio, se positivo, espresso in TEP;
- K è un coefficiente di armonizzazione, posto pari a:
 - 1,4 per quote di potenza fino ad 1 MWe
 - 1,3 per quote di potenza superiore a 1 MWe e fino a 10 MWe
 - 1,2 per quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe
 - 1,1 per quote di potenza superiore a 80 MWe e fino a 100 MWe
 - 1,0 per le quote di potenza superiori a 100 MWe e per i rifacimenti indipendentemente dalla potenza installata.

I certificati bianchi sono riconosciuti per un periodo di:

- *Dieci anni solari*, per le unità di cogenerazione entrate in esercizio, come nuove unità di cogenerazione ovvero come rifacimento di unità esistenti, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione;
- *Quindici anni solari*, per le unità di cogenerazione per le unità di cogenerazione entrate in esercizio, come nuove unità di cogenerazione ovvero come rifacimento di unità esistenti, abbinate a reti di teleriscaldamento, ove l'intervento comprenda anche la rete, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione;
- *Cinque anni solari*, per le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, riconosciute come cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'unità medesima, secondo le modalità ed i criteri e nei limiti indicati all'art. 29, comma 4, del decreto legislativo 28/2011, nel limite del 30% di quanto riconosciuto alle unità di cui alle lettere precedenti.

Allegato 3

La normativa riguardo il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento

Il concetto di CAR è indispensabile per poter delimitare il limite tra generazione incentivata e non. Il legislatore Nazionale mediante due interventi sostanziali introduce, prima, il concetto di IRE e LT, a seguire, il concetto di rendimento di primo principio e PES. In entrambi i casi si rende sensibile la cogenerazione al grado di risparmio in termini di combustibile primario. Attualmente si individua un impianto CAR seguendo le linee guida del Decreto M.S.E., 4 agosto 2011, che integra il Decreto Legge, 08/02/2007, n.20.

Si è scelto di spaccare, appunto, in due grossi filoni la normativa riguardante il CAR, quella ante Decreto 20/2007, da considerarsi ormai solo come storia legislativa e quella post Decreto 20/2007.

A 3.1 Le regole ante Decreto Legge del 08/02/2007, n.20

A 3.1.1 Decreto Legge 16/03/1999, n.79

Le basi gettate con l'attuazione della direttiva 96/92/CE mediante il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, portano a definire a quali condizioni la produzione combinata di energia elettrica e calore può chiamarsi cogenerazione e godere dei relativi benefici di legge.

Tale Decreto Legge introduce il nostro Paese nel mercato libero dell'energia elettrica. Per la prima volta “produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico”, mentre “le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale”.

Il decreto fornisce la definizione di autoproduttore: “è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo” per usi da estendere alla propria società, ai soci di società consortili, appartenenti ai consorzi costituiti per la produzione di energia elettrica.

Nel decreto viene richiamata più volte la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione, al pari di quella prodotta mediante fonti energetiche rinnovabili.

Ricorda inoltre come l'autorità abbia definito le condizioni di sussistenza della qualifica di impianto cogenerativo, dove la produzione combinata di energia elettrica e energia termica deve risultare conveniente, in termini di consumo di energia primaria, rispetto alla produzione separata.

A 3.1.2 Delibera Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas n.42/02

L'autorità il 19 marzo 2002 ha emanato la deliberazione n. 42/02, nella quale introduce grandezze come IRE e LTE che forniscono potenti caratteristiche alla cogenerazione.

Questa delibera introduce le definizioni di sezioni di impianto, utili nel chiarire i confini dei sistemi studiati. Definisce Indice di Risparmio Energia (IRE), come il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata definito dalla formula:

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{(\eta_{es} * p)} + \frac{Etciv}{(\eta_{ts, civ})} + \frac{Etind}{(\eta_{ts, ind})}}$$

Dove:

- Ec energia primaria dei combustibili utilizzati da una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore
- Ee produzione di energia elettrica netta di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore
- Etciv energia termica utile per usi civili
- Etind energia termica utile per usi industriali
- η_{es} rendimento elettrico medio netto
- $\eta_{ts, civ}$ rendimento termico netto medio annuo, riferito alla produzione di sola energia termica per usi civili Etciv
- $\eta_{ts, ind}$ rendimento termico netto medio annuo, riferito alla produzione di sola energia termica per usi industriali Etind
- p coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando auto consumano l'energia elettrica autoprodotta

Altra grandezza fondamentale introdotta è LT – Limite Termico, rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta Et e l'effetto utile complessivamente generato su base annua dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte (Ee + Et), riferiti all'anno solare, secondo la seguente formula:

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et}$$

A 3.2 Le regole post Decreto Legge del 08/02/2007, n.20

A 3.2.1 Decreto Legge del 08/02/2007, n.20

Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 di attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE ha introdotto il nuovo concetto di **Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**, definendo un unico parametro: il **PES**. Le modalità operative per il riconoscimento CAR e i dati necessari per il calcolo del PES sono descritti nel DM 4 agosto 2011, che integra il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20.

Questo Decreto Legge introduce una serie di definizioni atte a delimitare il confine del sistema, descrivendo la cogenerazione come generazione simultanea in un unico processo di energia elettrica e energia termica.

Il decreto indica le tipologie di impianti con i quali realizzare il processo di cogenerazione:

Il concetto di Primary Energy Saving (PES) richiede definizione di alcuni rendimenti:

- 1) Rendimento complessivo:

$$\frac{E + H}{F}$$

dove:

- E Energia elettrica annua complessiva dell'unità misurata al punto di uscita dei generatori
 - H Energia termica utile annua
 - F Energia contenuta nel combustibile di alimentazione usato per il calore prodotto in un processo di cogenerazione e per la produzione lorda di elettricità
- 2) Rendimento: è il rendimento calcolato sulla base del potere calorifico inferiore dei combustibili.
 - 3) Valore di rendimento di riferimento per la produzione separata: il rendimento delle produzioni separate alternative di calore e di elettricità che il processo di cogenerazione è destinato a sostituire.

Il rendimento complessivo viene distinto a seconda della tecnologia di impianto impiegata.

Se l'unità di cogenerazione presenta rendimento complessivo annuo inferiore ad un certo limite (75% o 80% a seconda della tecnologia impiegata), si procede calcolando le grandezze in cogenerazione:

$$E_{chp} = H_{chp} * C$$

Dove:

- E_{chp} quantità di elettricità da cogenerazione
- H_{chp} quantità di calore utile prodotto mediante cogenerazione (calcolato a questo fine come produzione totale di calore meno qualsiasi calore prodotto in caldaie separate o mediante estrazione di vapore fresco dal generatore di vapore prima della turbina)
- C rapporto energia/calore, distinto per tipologia di impianto

Si procede quindi il calcolo del PES, si avrà:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right] * 100$$

- PES è il risparmio di energia primaria;
- $RefH\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore
- $RefE\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità
- $CHPE\eta$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione
- $CHPH\eta$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione

Se il PES risulta maggiore del 10% allora l'impianto è da considerare CAR e può richiedere la "Garanzia di origine dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento" su richiesta da avanzare al GSE.

A 3.2.2 Decreto M.S.E., 4 agosto 2011

Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE.

Allegato 4

La normativa riguardante i Sistemi Efficienti d'Utenza ed i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti d'Utenza.

La direttiva europea 2006/32/CE viene attuata nel nostro Paese mediante il Decreto Legge 30/05/2008, n.115, che, tra le molteplici novità disciplinari introdotte, definisce i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU). All'Articolo 10 i SEU vengono regolati, ai fini dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento.

Il decreto legge 23 luglio 2009, n. 99, a firma del Ministero dello Sviluppo Economico, interviene a gamba tesa sulle pretese del D.L. 115/2008 riguardo la regolazione di sistemi già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto. Impone, infatti, per le Reti Interne d'Utenza, i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema determinandoli esclusivamente sul consumo di energia elettrica dei clienti finali. Tale decreto ha minato, fortemente, la sussistenza di tutti quei sistemi di produzione assoggettati ai cliente finali.

Dopodichè, il Decreto Legge 29/03/2010, n. 56, apporta delle modifiche al decreto 115/2008, andando a definire i Sistemi Esistenti Sistemi Equivalenti Utenza (SESEU). In tal modo si sceglie di preservare i Sistemi già esistenti alla data del decreto, disciplinandoli, finalmente, in una categoria.

Ancora, a partire dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, del 05/09/2011 "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento", l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, con la delibera 578/2013/R/EE, racchiude le regolazioni dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), in particolare SEU e SESEU A-B-C, disciplinandone l'accesso ai regimi incentivanti.

In seguito a questo il GSE ha aperto la procedura per l'iscrizione ai relativi elenchi.

A 4.1: Direttiva 2006/32/CE, 5 aprile 2006

Scopo della direttiva è rafforzare il miglioramento dell'efficienza degli usi finali dell'energia fornendo i meccanismi, gli incentivi e andando ad eliminare le barriere esistenti sul mercato che ostacolano un uso efficiente dell'energia. Mira inoltre a fornire misure di miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali.

A 4.2 Decreto Legge 30/05/2008, n.115

Recepisce la Direttiva 2006/32/CE, 5 aprile 2006, attuandone le finalità.

All'articolo 2, comma 1, lettera t,2 vengono definiti i Sistemi Efficienti d'Utenza: sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 10 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente.

All'articolo 10 "Disciplina dei servizi energetici e dei Sistemi Efficienti di Utenza" dispone un termine di 90 giorni per la messa in regime della regolazione dei sistemi efficienti di utenza, nonché le modalità e i tempi per la gestione dei rapporti contrattuali ai fini dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento. Provvede inoltre, tramite l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, affinché la regolazione dell'accesso al sistema elettrico sia effettuata facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica scambiata con la rete elettrica sul punto di connessione. Tiene in oltre a precisare azioni di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente al decreto stesso.

A 4.3 Decreto Legge 23 luglio 2009, n. 99

All'Articolo 33 definisce la Rete Interna d'Utenza (RIU):

- E' una rete esistente alla data di entrata in vigore della presente legge;
- Connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale;
- E' una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi;
- E' collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- Ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete.

Per le RIU, i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema vengono determinati esclusivamente sul consumo di energia elettrica dei clienti finali. Limitatamente alle RIU i corrispettivi tariffari si applicano esclusivamente all'energia elettrica prelevata nei punti di connessione.

A 4.4 Delibera dell’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico, 578/2013/R/EE.

L’allegato Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSCP) introduce le seguenti definizioni:

SEU: sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all’interno di un’area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

SESEU-A: sono realizzazioni per le quali l’iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008. Sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente.

Sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all’interno di tale sistema. L’univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema.

Da quanto sopra risulta evidente che i SESEU-A sono una categoria “chiusa”, dalla quale si può uscire ma non più entrare. La conseguenza è quella che i nuovi impianti di cogenerazione, per usufruire integralmente dei benefici sugli oneri di sistema, devono essere SEU.

A 4.5 GSE “Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU per i Sistemi entrati in esercizio entro il 31/12/2014”

Queste regole richiamano le condizioni per accedere all'esenzione dal pagamento degli **oneri generali di sistema**, per impianti operanti in regime di cogenerazione e fissano le regole per richiedere l'iscrizione agli appositi registri.

ALLEGATO 5

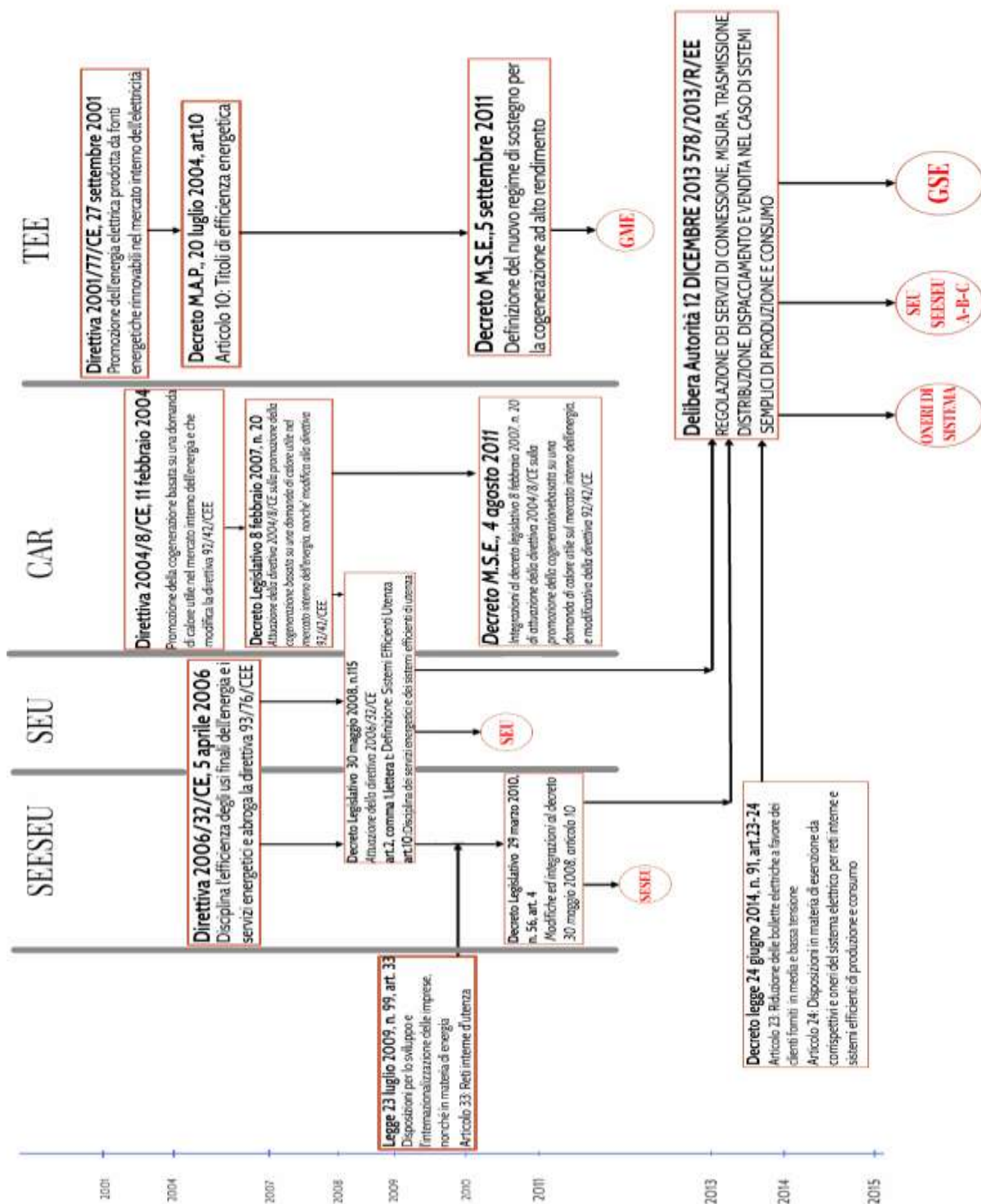
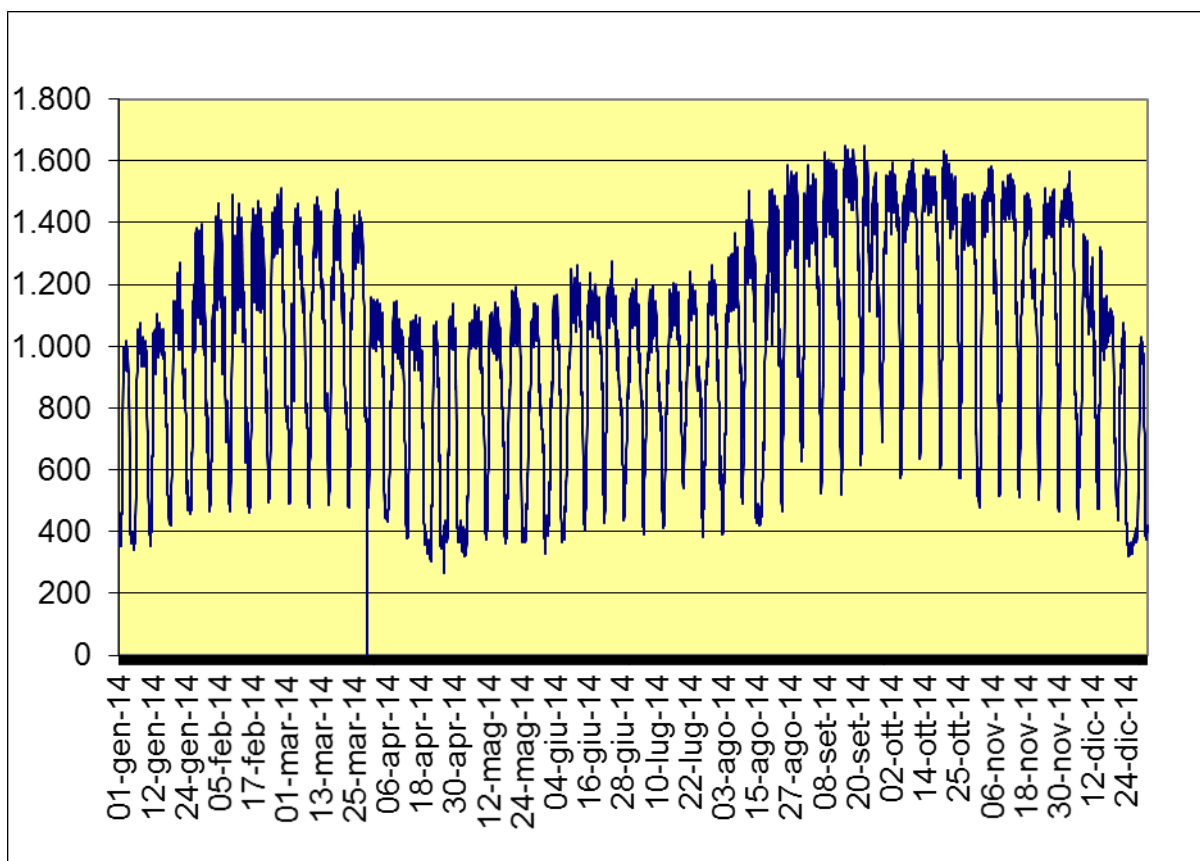
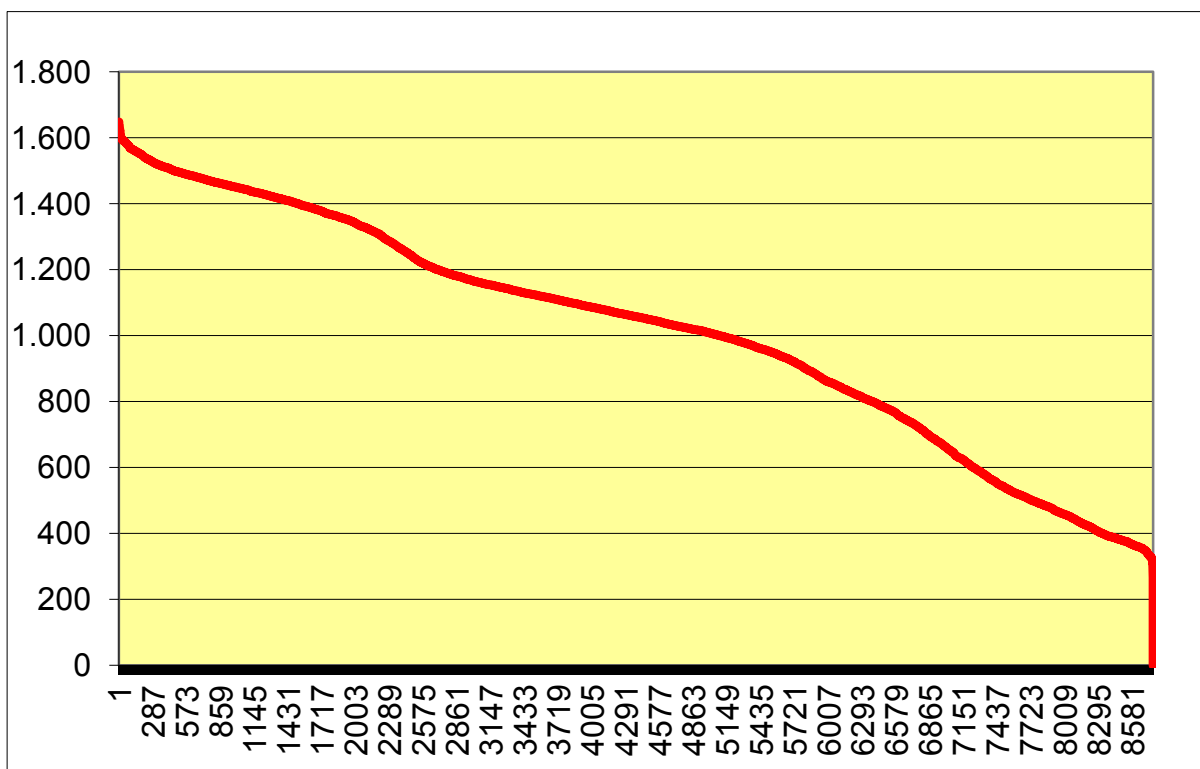


Figura 4 Diagramma a flusso che rappresenta in sintesi quindici anni di normative, nazionali ed europee, le quali hanno delineato lo stato attuale dei sistemi di autoproduzione dell'energia cogenerata.

ALLEGATO 6



Conclusioni

I risultati economici ottenuti consentono di affermare che l'autoproduzione e l'autoconsumo di energia elettrica risultano interessanti per una grande azienda.

Dal punto di vista ambientale, distribuire la produzione di energia elettrica, significa molto spesso ridurre la produzione di macroinquinanti, come la CO₂, sul bilancio globale. In questo caso rapportandosi al parco di produzione nazionale esiste una reale riduzione di tale macroinquinante. Questo può divenire per Azienda SpA, anche, una risorsa commerciale.

Questo tipo di intervento, inoltre, aumenta la sicurezza di approvvigionamento energetico, fattore non di poco conto.

Diversificare l'accesso all'energia significa svincolarsi da pressioni che potrebbero intaccare la normale operatività produttiva dell'azienda.

In Azienda SpA esiste un provato pool di specialisti che ha già risolto positivamente situazioni come quelle presentate in questo progetto di Tesi, che quindi rimane un progetto certamente realizzabile.

A tutto ciò si affianca l'incertezza dettata dalle modifiche alle normative che spesso il legislatore decide, arbitrariamente di adottare, che impongono all'alta dirigenza aggiornamenti continui.

Riferimenti bibliografici

Riferimenti normativi:

1. Commissione europea, Direzione generale della Comunicazione Informazioni per i cittadini, Le politiche dell'Unione europea: Energia. Un'energia sostenibile, sicura e a prezzi contenuti per gli europei. Le politiche dell'unione europea 2015, Lussemburgo, Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea.
2. Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
3. Decreto Legge Bersani 16 Marzo 1999 numero 79, attuazione della direttiva 96/92/CE
4. Direttiva 2001/77/CE, 27 Settembre 2001, promozione energia prodotta da fonti rinnovabili e prodotta in impianti di cogenerazione nel mercato elettrico.
5. Decreto legge 20 Luglio 2004, attuazione della direttiva 2001/77/CE
6. Decreto M.S.E. 5 Settembre 2011, Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento
7. Delibera autorità per l'energia elettrica e il gas 42/02, 19 Marzo 2002, Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (deliberazione n. 42/02)
8. Decreto legge 8 Febbraio 2007 numero 20. Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.
9. Decreto M.S.E. 4 Agosto 2011, integrazione al decreto legislativo 8 Febbraio 2007, n. 20 di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.
10. Direttiva europea 5 Aprile 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.
11. Decreto legge 23 Luglio 2009 n.99 Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
12. Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed il sistema idrico, 578/2013/R/EE

UNI ISO:

UNI ISO 14001, 50001, 11003 parte quarta, certificazione EMAS

Sitografia:

www.gse.it

www.mercatoelettrico.org

www.autorita.energia.it

www.isprambiente.gov.it