



Studio comparato di fattibilità tecnico, economico e finanziario per impianti di cogenerazione

Analisi comparativa effettuata per scegliere la tipologia di impianto di cogenerazione da realizzare per meglio servire le esigenze di un impianto produttivo all'interno di una azienda agricola

*di Dario Fusco e Maria Sole Brioschi**

IL GOVERNO ITALIANO INDICA L'EFFICIENZA ENERGETICA come il "pilastro" della Strategia Energetica Nazionale e ne declina gli ambiziosi obiettivi fissati per l'Italia al 2020 e le misure attivate per il loro raggiungimento attraverso il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica elaborato dall'Enea nel 2014.

Uno studio congiunto dell'Enel Foundation con il Politecnico di Milano (ENEL, 2013) ha evidenziato come molte delle tecnologie per l'efficiamento energetico attualmente disponibili possano definirsi già economicamente convenienti a prescindere da eventuali incentivi e che il potenziale totale dell'efficienza energetica in Italia possa avere ricadute notevoli sia in termini di Pil (tra il 2 e il 4%) che in termini occupazionali (circa 450.000 nuovi posti di lavoro).

Nonostante ciò, il mercato dell'efficienza energetica stenta a decollare: uno studio di Qualenergia indica (Cavallitto e Isonio, 2014) nella difficoltà all'accesso al credito la principale barriera del mercato. Questo sarebbe dovuto al fatto che fino al 2013 il fotovoltaico ha quasi interamente monopolizzato gli investimenti in ambito energetico, in parte a causa dei notevoli incentivi e in parte perché qualsiasi altro progetto di efficientamento energetico è di gran lunga più complicato e richiede competenze approfondite, sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista finanziario.

La principale difficoltà dei progetti di efficienza energetica risiede nel tradurre le diverse problematiche di tipo tecnologico in articolate strategie di allocazione dei rischi, aspetto fondamentale al

fine di rendere i progetti apprezzabili agli istituti finanziari, i quali, non essendo spesso strutturati per le dovute analisi tecniche, richiedono, a prescindere dalla intrinseca redditività del progetto, significative garanzie reali che evidentemente diminuiscono enormemente nella prospettiva dei clienti finali l'attrattività dei progetti.

In questo senso le ESCO svolgono un importante ruolo di congiunzione tra il cliente finale e le banche, in quanto capaci di fornire a entrambi i dati di interesse su cui valutare il progetto, avendo in sé sia

le competenze tecniche ingegneristiche che quelle economico-finanziarie.

Ancor più rilevante è il ruolo delle ESCO nei progetti riguardanti impianti di cogenerazione, laddove la maggior convenienza non può essere valutata solo attraverso i dati tecnici di rendimento delle diverse tecnologie disponibili, ma deve tenere in conto altri importanti fattori e condizioni che formano l'oggetto di questo articolo.

Di particolare interesse per la realizzazione di impianti di cogenerazione sono le aziende agricole, in quanto il mercato offre diverse soluzioni tecnologiche la cui scelta ottimale non è sempre così ovvia;

classicamente si pone la necessità di valutare la migliore scelta tra un impianto a combustibile tradizionale (gas naturale) e uno ad energia rinnovabile (biomassa, biogas, ecc. .).

Per quanto riguarda gli impianti di cogenerazione a energia rinnovabile, di fondamentale importanza nella valutazione di fattibilità sono le corrette individuazione, applicazione e valutazione degli ingenti incentivi governativi, che non solo influenzano la redditività dell'impianto ma che anche, a nostro parere più significativamente, modificano i fattori di rischio dell'investimento.

Per tutti questi motivi si è ritenuto significativo proporre l'analisi comparativa effettuata per scegliere la tipologia di impianto di cogenerazione da realizzare per meglio servire le esigenze di un impianto produttivo all'interno di una azienda agricola. La realizzazione è presa in carico da una

ESCO tramite la formula dello "Shared Savings Contract", e pertanto la ESCO stessa finanzia l'intervento e mantiene la proprietà sull'impianto per uno periodo di anni stabilito.

Questo articolo intende innanzitutto ripercorrere le principali valutazioni inerenti il dimensionamento dell'impianto e l'influenza che su questo esercita la politica di incentivazione governativa vigente. Inoltre, l'articolo si propone di declinare, per ciascuno degli attori coinvolti (ESCO, istituto di credito e cliente), le principali grandezze e assunzioni di interesse nella valutazione della bancabilità e della profittabilità del progetto. Il tutto è finalizzato a sostantivare la centralità delle analisi di sensitività nel valutare investimenti di efficienza energetica, la profonda differenza dei fattori di rischio insiti nelle diverse tecnologie impiegate e le conseguenti differenti strategie che devono essere attuate per mitigare il rischio dell'investimento nel suo complesso.

Il caso di studio: analisi comparativa tra impianto di cogenerazione a gas naturale e a biomassa

Il caso di studio tratta la sostituzione di una ormai datata centrale termica alimentata a diesel operante in un'azienda agricola veneta al solo servizio del processo industriale di produzione di funghi; tale centrale termica è composta da due caldaie in parallelo, una per la produzione di acqua calda (più vecchia) e una per la produzione di vapore (più recente).

La scelta è immediatamente indirizzata verso un impianto di cogenerazione in quanto, oltre all'energia termica, il processo produttivo richiede una rilevante quantità di energia elettrica.

Infatti, il processo industriale necessita di acqua calda per il mantenimento all'interno delle cosiddette celle di produzione dei valori di temperatura secondo una data curva giornaliera, del vapore per la sterilizzazione di tali celle e di elettricità per il funzionamento dei gruppi frigo e delle pompe.

La diagnosi energetica e la costruzione della domanda energetica giornaliera

Ai fini di un corretto dimensionamento dell'impianto occorre innanzitutto effettuare un'accurata diagnosi energetica e definire le curve di domanda giornaliera su base oraria. Nel caso specifico della cogenerazione, l'analisi dovrà evidentemente individuare le esigenze sia di energia termica che di energia elettrica.

Nelle applicazioni industriali, il reperimento dei dati elettrici è relativamente facile in quanto nei contratti di fornitura è solitamente previsto il rilevamento dei consumi giornalieri su base oraria e la possibilità di visionare questi dati via web. Ciò consente la costruzione della curva dei consumi orari mediati su base mensile riportata in Figura 1.

Invece molto più problematica appare la determinazione della richiesta di energia termica, in

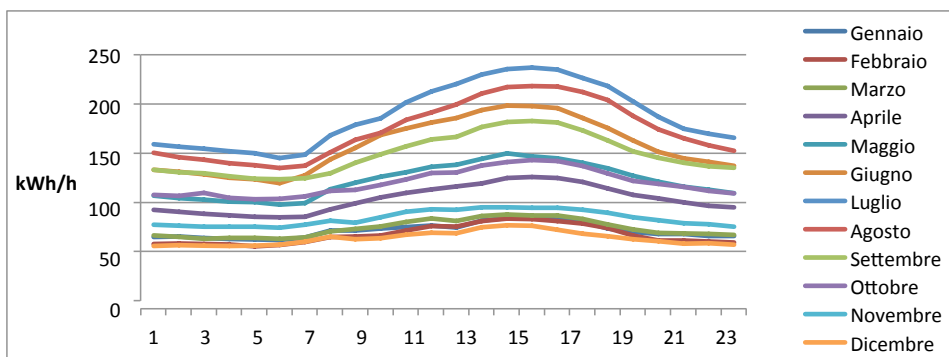
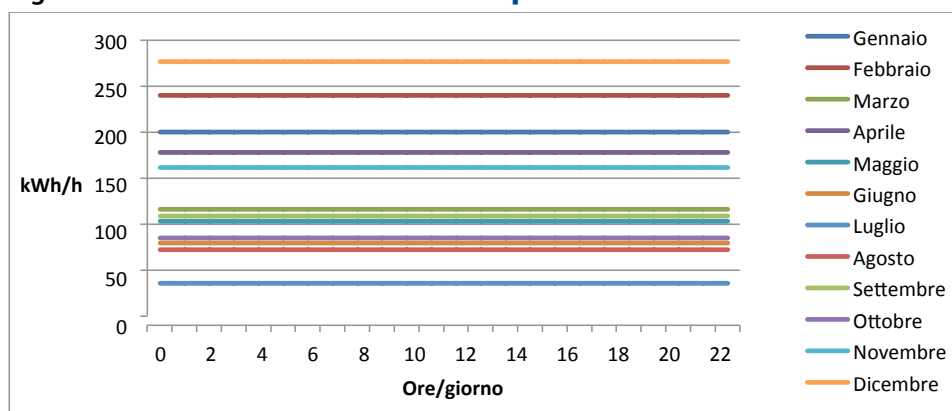


Figura 1 – Profilo Orario di consumo elettrico mediato su base mensile

Figura 2 – Profilo Orario di richiesta di acqua calda mediato su base mensile



COMPARATIVE ANALYSIS OF TECHNICAL, ECONOMIC AND FINANCIAL FEASIBILITY FOR CO-GENERATION PLANTS

The choice between a biomass and a natural gas cogeneration plant does not simply concern technological aspects. In fact, policy incentives implemented by the Italian Government to encourage power plants powered by renewable fuels affects the profitability of the projects as well as, more importantly in our perspective, the risk factors of the investment. This article reports the comparative analysis performed to select the optimal choice between a biomass and a natural gas cogeneration projects to be built to service a mushroom production plant. The aim is to highlight the importance of the sensitivity analysis to evaluate energy efficiency projects, the deep difference in the risk factors inherent in the two technologies and the different strategies to be implemented in order to mitigate the investment global risk. For this purpose this paper first outlines the procedure followed to design the cogeneration plants, focusing on the influence of the current subsidy policies on the economical returns. Then, for each of the actors involved (ESCO, bank and customer), it defines the main variables and assumptions taken into account in order to evaluate the bankability and profitability of the investment.

Keywords: biomass cogeneration, natural gas cogeneration, risk mitigation, sensitivity analysis, energy efficiency

quanto solo in pochi casi l'impianto è dotato di adeguati strumenti di monitoraggio. Nel caso di studio qui presentato per la costruzione delle curve dei consumi termici riportate in Figura 2 e 3 si è dovuto partire dalle bollette bimestrali di acquisto del combustibile e integrare le informazioni attraverso interviste al responsabile del processo industriale.

Il dimensionamento dell'impianto: differenze tra gas naturale e biomassa

Un cogeneratore è una macchina intrinsecamente costosa, per cui può essere ammortizzato in tempi ragionevoli solo a condizione di un suo intenso e continuativo utilizzo così come di una domanda simultanea dell'elettricità e dell'energia termica prodotta.

A questo scopo per il caso di studio qui esaminato sono stati costruiti i grafici in Figura 2, 4 e 6, dove sono riportati i profili orari della richiesta media stagionale (estiva o invernale) di acqua calda richiesta, vapore ed elettricità.

Impianto a gas naturale: l'inseguimento della domanda termica

Analizzando la Figura 4 e 6 si evince che, mentre il profilo orario di richiesta di vapore rimane pressoché costante durante l'anno, come spesso accade la domanda di acqua calda è superiore in inverno per via dell'abbassamento della temperatura dell'aria esterna, mentre la domanda di energia elettrica è superiore in estate in quanto aumentano i consumi legati ai compressori dei gruppi frigoriferi.

Solitamente si dimensiona un cogeneratore a gas naturale in base al carico termico piuttosto che in base al carico elettrico e ciò per due motivi:

- al contrario dell'energia termica, quella elettrica può essere facilmente prelevata e ceduta grazie alla rete elettrica nazionale, che funge da accumulo infinito;
- dimensionare sulla domanda di potenza elettrica spesso porta a sovradimensionare l'impianto con il rischio di sottoutilizzo del cogeneratore e il conseguente allungamento del periodo di ritorno dell'investimento.

Oltre al dilatamento del periodo di ritorno, la mancata valorizzazione energetica del calore diminuisce l'indice PES (Primary Energy Savings), comportando così il rischio di non rientrare sotto la qualifica CAR (Cogenerazione Alto Rendimento): nella nuova normativa la qualifica CAR è diventata ancor più importante giacché la sua mancanza comporta, oltre al non conseguimento dei Titoli di Efficienza Energetica, anche l'obbligo da parte del titolare dell'impianto di pagare ingenti oneri aggiuntivi.

Quindi, si è dimensionato l'impianto in funzione del massimo numero di ore di utilizzo e non già sui picchi di potenza termica, i quali verranno soddisfatti attraverso l'impianto esistente per quanto riguarda il vapore e da una nuova caldaia per quanto riguarda l'acqua calda, entrambi installati in parallelo al cogeneratore. Si è optato pertanto per una macchina le cui caratteristiche sono riassunte dalla Tabella 1 e le cui prestazioni annuali sono rappresentate nella Figura 6.

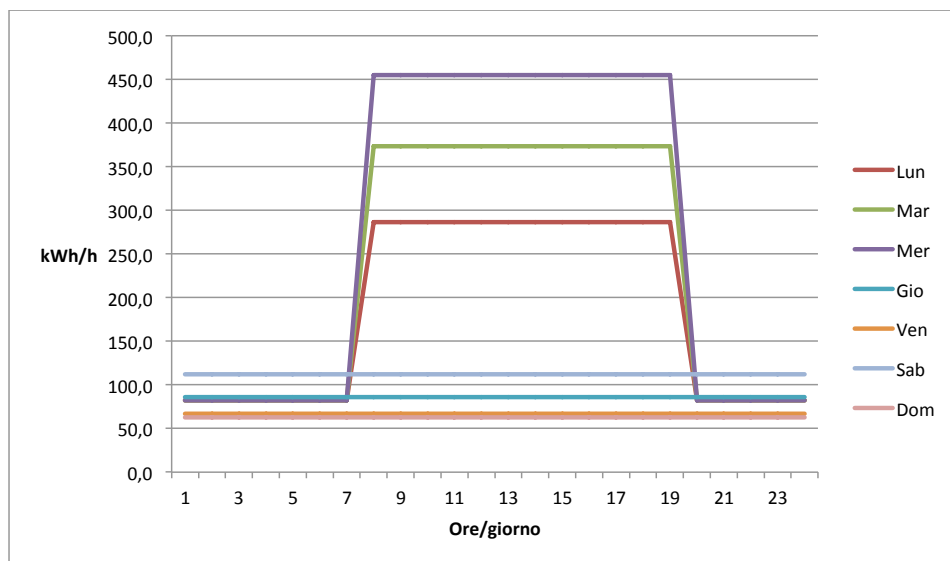


Figura 3 – Profilo Orario di richiesta di vapore mediato su base settimanale

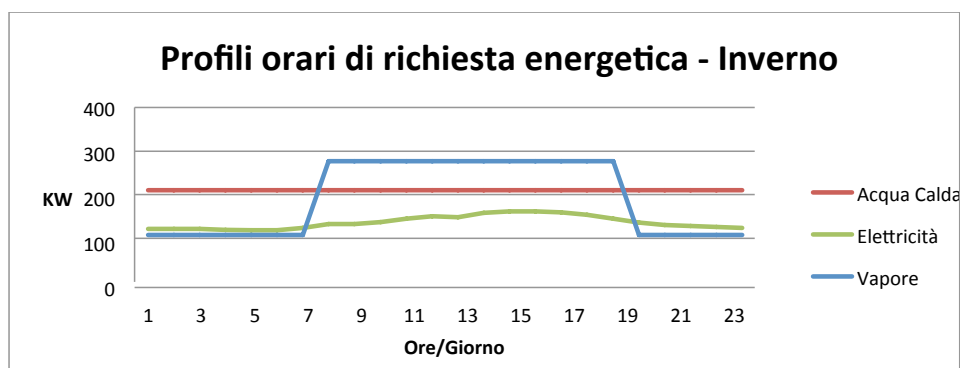


Figura 4 – profilo di richiesta di potenza oraria durante la stagione invernale

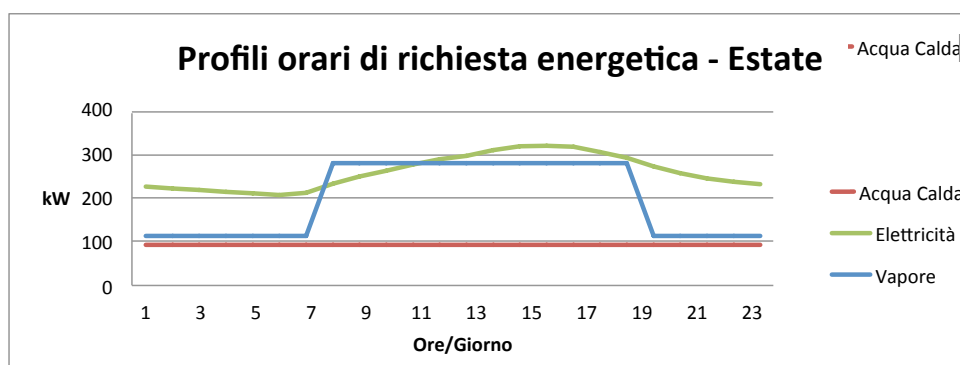


Figura 5 – Profilo di richiesta di potenza oraria durante la stagione estiva

Tabella 1 – Caratteristiche di un cogeneratore a gas naturale per il caso di studio

Potenza elettrica netta	kWe	250
Produzione vapore a 8 bar	kWt	126
Acqua calda da circuito di raffreddamento	kWt	176
Funzionamento annuo	h	8000
Potenza in input	kWt	680
Consumo gas naturale	Nm ³ /h	72
Tipo di regolazione		Tre Punti
Rendimento globale nel caso di studio	%	79
Investimento iniziale	k€	600

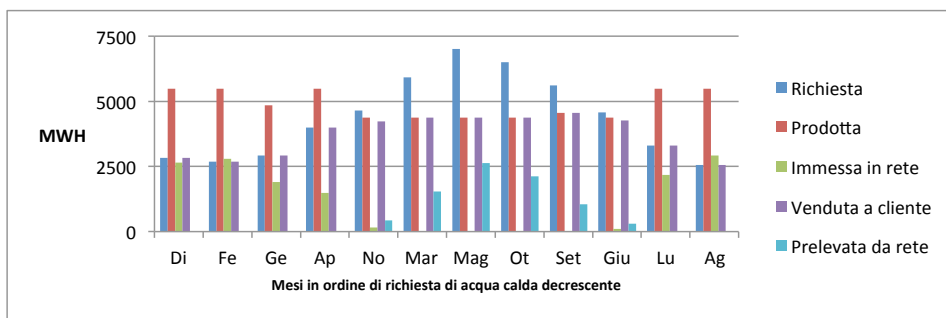
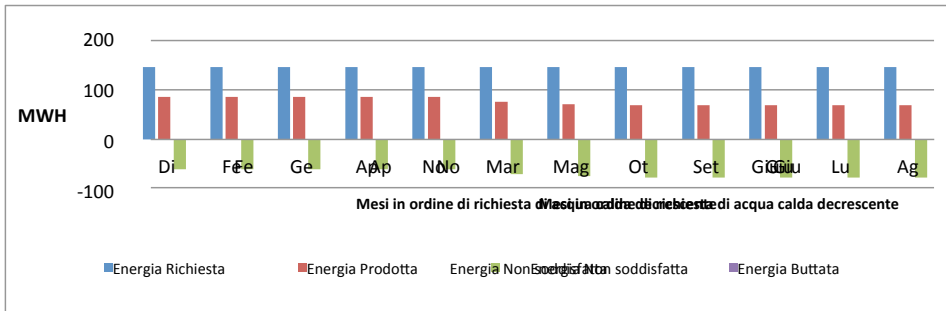
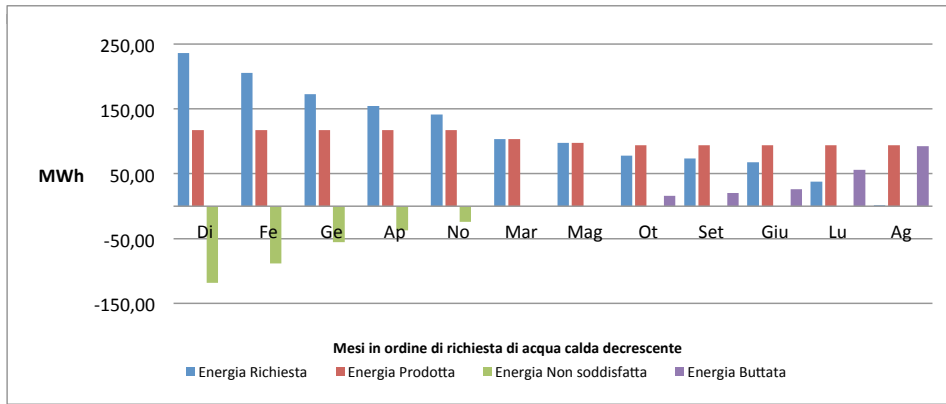


Figura 6 – Proiezione annuale della produzione e del consumo di Acqua Calda (in alto), Vapore (nel mezzo) ed Elettricità (in basso)

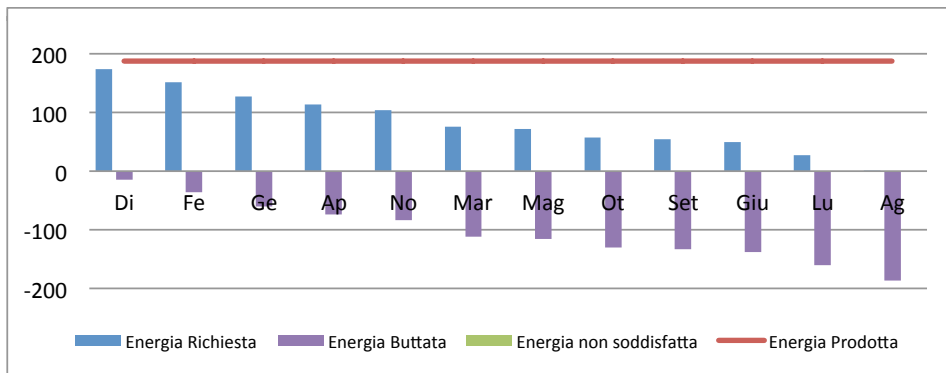


Figura 7 – Proiezione annuale della produzione e del consumo di Acqua Calda nel caso di impianto a biomassa

Tabella 2 – Caratteristiche del cogeneratore a biomassa per il caso di studio

Tecnologia adottata	Ciclo Rankine
Potenza elettrica netta	kWe 100
Acqua calda da circuito di raffreddamento	kWt 300
Funzionamento annuo	h 7.500
Potenza in input	kWt 680
Consumo cippato (50% su totale)	t/anno 891
Consumo substrato (50% su totale)	t/anno 891
Rendimento globale	% 52%
Investimento iniziale	k€ 545

Impianti di cogenerazione a biomassa: la massimizzazione dell'incentivo

Con il DM 6 Luglio 2012, per dare slancio ad un settore ritenuto strategico, il Governo Italiano si è impegnato ad acquistare tutta l'elettricità prodotta da impianti a fonte rinnovabile a una tariffa che, nella stragrande maggioranza dei casi, è di molto superiore a quella di mercato. Ne consegue che i cogeneratori a biomassa "vedono" una domanda elettrica infinita e ben remunerata che permette di produrre convenientemente energia elettrica tutto l'anno, indipendentemente dall'esigenza della produzione locale, persino a costo di non utilizzare del tutto l'energia termica prodotta.

Il dimensionamento dell'impianto non è più quindi legato strettamente ai consumi del cliente ma alla disponibilità di capitali da investire e di biomassa da utilizzare.

Gli impianti a biomassa di norma necessitano di costi fissi maggiori, legati alla manutenzione ordinaria e alla manodopera; inoltre la redditività dipende dal potere calorifico del tipo di biomassa disponibile. Nel caso di studio non è possibile utilizzare solo la biomassa residua da processo di coltivazione dei funghi (il cosiddetto "substrato") per via della scarsa qualità nella combustione e pertanto bisogna miscelarla con cippato in una proporzione del 50-50%.

Alla luce di quanto descritto, la macchina selezionata nel caso di studio in oggetto presenta le caratteristiche riportate in Tabella 2 e le prestazioni rappresentate in Figura 7, dalla quale risulta che l'acqua calda prodotta annualmente è sensibilmente maggiore di quella richiesta, con uno spreco energetico pari al 55% (istogramma di colore viola), che pesa molto sul rendimento globale dell'impianto (52% calcolato secondo la normativa), mentre nel caso del gas naturale si aveva un rendimento vicino all'80%.

Analisi di profittabilità e bancabilità

L'analisi comparativa prevede la struttura finanziaria descritta in Tabella 3 e assume:

- Iva al 22% su impianto e servizi quali manutenzione ed assicurazione.
- Iva al 10% su energia elettrica e termica.
- Ires e Irap secondo i termini di legge.
- Interesse bancario sul mutuo = 4%.
- Vita utile del cogeneratore = 75.000 ore di funzionamento (10 anni).
- Durata dell'investimento:
 - 10 anni per impianto a biomassa.
 - 6 anni per impianto a gas naturale.

Tabella 3 – Struttura finanziaria dell'investimento

	Impianto a biomassa	Impianto a gas naturale
Equity	35%	35%
- di cui ESCO	90%	90%
- di cui Cliente finale	10%	10%
Debito tramite Mutuo	65%	65%

Il risultante conto economico per il primo anno nei due casi è riportato in Tabella 4.

Il calcolo della profittabilità

La convenienza di un investimento si determina attraverso i cosiddetti indici di profittabilità. Tra questi i più comunemente utilizzati sono:

1. il Tasso di Rendimento Interno (TIR);
2. il Tempo di ritorno dell'investimento (PBT);
3. il Valore Attualizzato Netto (VAN).

Questi tre indicatori dipendono da due grandezze fondamentali:

- i flussi di cassa per ogni anno.
- il costo medio ponderato del capitale definito come una funzione linearmente dipendente da:
 - kd: è il costo del debito, ovvero quanto costa all'azienda il denaro preso in prestito presso gli istituti finanziari;
 - ke: è il costo dell'equity; tale fattore può essere inteso come il rendimento medio degli investimenti dell'azienda in questione.

Nel caso di studio, avendo assunto $kd = 4\%$ (il tasso di interesse sul mutuo erogato alla ESCO) e $ke = 16\%$ per la ESCO e 12% per il cliente, gli indici di profittabilità TIR e PBT risultano pari a quanto riportato in Tabella 5.

L'analisi della bancabilità

L'analisi della bancabilità è spesso trascurata nei business plan, sebbene essa rappresenti per gli istituti di credito il dato fondamentale su cui valutare la finanziabilità del progetto.

Nel caso di studio in oggetto, l'analisi di bancabilità è stata condotta calcolando l'andamento dell'indice cosiddetto "DSCR" (Debt Service Cover Ratio): dato dal rapporto tra il flusso di cassa operativo e il servizio del debito per ciascun anno di attività, dove quest'ultimo rappresenta la somma del capitale più gli interessi da rimborsare ai creditori.

Per questo tipo di interventi, le banche richiedono un DSCR minimo pari circa a 1,4, ovvero richiedono che i flussi di cassa operativi generati dal progetto siano il 40% maggiori del servizio di debito richiesto.

La Figura 10 mostra che entrambe le tipologie di impianto rispettano tale condizione, risultando così entrambe bancabili.

L'analisi di sensitività e l'individuazione dei rischi

L'analisi di profittabilità fin qui esposta assume costanti per l'intera durata del progetto i molteplici fattori economici che la compongono. In

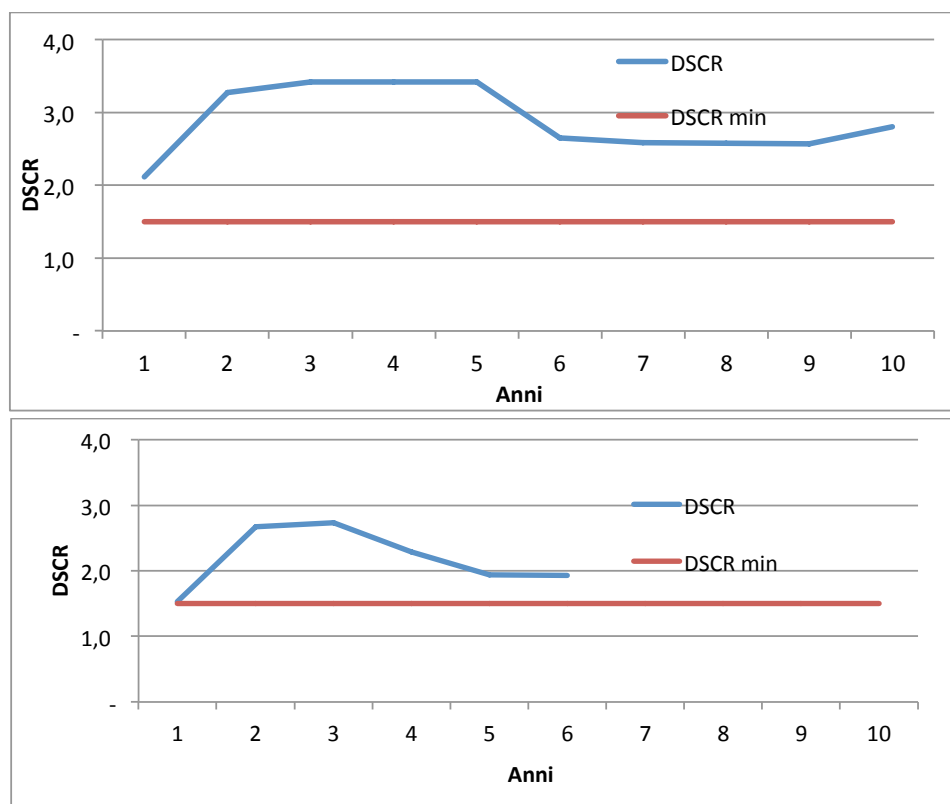
	Impianto a biomassa		Impianto a gas naturale	
	Prezzo Unitario	Totale	Prezzo Unitario	Totale
Ricavi				
1) Energia elettrica a rete	0,297 €/kwh (incentivo)	184 k€	0,08 €/kwh (prezzo medio di mercato)	34 k€
2) Energia elettrica a cliente	-	-	0,17 €/kwh	230 k€
3) Energia Termica a cliente	0,05 €/kwh	50 k€	0,05 €/kwh	107 k€
4) TEE	-	-	95 €/TEE	13 k€
Costi				
1) Combustibile	70 €/ton	62 k€	0,4 €/Nm³	205 k€
2) Assicurazione, manutenzione e smaltimenti	4,5 €/h funzionamento	34 k€	3 €/h funzionamento	26 k€
VALORE AGGIUNTO LORDO		134.000 €		153.000 €
Personale		10.000 €		5.000 €
MOL - EBITDA		124.000 €		148.000 €
Ammortamenti		54.000 €		51.000 €
RO - EBIT		69.000 €		98.000 €
Interessi mutuo		13.000 €		13.000 €
UTILE LORDO		50.000 €		78.000 €
Imposte del periodo		17.000 €		25.000 €
UTILE NETTO		13.000 €		53.000 €

Tabella 4 – Conto economico comparato

		Impianto a biomassa	Impianto a gas naturale
ESCO	TIR	16,0%	31,0%
	PBT ESCO	5,0	2,9
Cliente	TIR	93%	92%
	PBT Cliente	1,24	1,42

Tabella 5 – Analisi di redditività comparata

Figura 8 – La bancabilità per il progetto di cogenerazione a biomassa (in alto) e a gas naturale (in basso)



realtà, molti di questi fattori sono delle variabili, per di più al di fuori del diretto controllo sia di chi promuove il progetto sia di chi lo finanzia.

Per questo motivo è necessaria un'analisi di sensitività che:

- individui i fattori che maggiormente influiscono sui risultati;
- definisca l'intervallo entro cui tali variabili possono variare per rimanere entro un range di profittabilità e bancabilità adeguato;

- supporti i promotori del progetto a intraprendere opportune strategie di mitigazione.

La Tabella 6 riassume l'analisi di sensitività condotta su TIR e PBT dal punto di vista della ESCO, riportando l'elenco dei fattori che nell'ambito di una verosimile variazione influenzano maggiormente i risultati economici.

Di estremo interesse è il fatto che se da una parte l'analisi di profittabilità condotta nel paragrafo precedente indica che la redditività dell'impianto a gas naturale è quasi il doppio di quella dell'impianto a biomassa, l'analisi di sensitività ci

avverte che il progetto di cogenerazione a biomassa è molto più solido, in quanto molto meno condizionabile da fattori esterni all'impianto stesso.

L'impianto a gas naturale è infatti molto più rischioso. In particolare consideriamo l'eventualità che a causa di una contrazione della produzione dell'azienda cliente quest'ultima sia costretta a ridurre la richiesta di energia del 15%. Nonostante si tratti di una variazione di lieve entità, non di meno si ha un forte abbassamento della profittabilità in termini di TIR dell'impianto a gas naturale, mentre diminuisce solo il 3% quella dell'impianto a biomassa.

Ciò risulta evidente considerando che, come evidenziato nella Figura 9, nell'impianto a gas l'86% (59% elettrico + 27% termico) dei ricavi è direttamente legato ai consumi del cliente a cui si aggiunge un ulteriore 5% legato alle performance di esso (TEE). Al contrario la Figura 10 mostra che l'impianto a biomassa è legato al consumo dei clienti solo per il 21% (ovvero per la sola produzione termica) mentre il restante 79% è comunque garantito dagli incentivi statali.

Un altro aspetto significativo è la variazione sul mercato del prezzo del combustibile. Nel caso di gas naturale una diminuzione annuale del 3% (per altro assai probabile) fa crollare il TIR dal 31% al 19%, mentre nel caso della biomassa la variazione non è significativa. Ciò è dovuto al fatto che nel caso della biomassa metà del fabbisogno di combustibile è soddisfatto da una propria fonte (substrato) non soggetta a cambiamenti di prezzo.

Variabile	Variazione	Impianto gas naturale		Impianto a biomassa	
		Tir	PBT	Tir	PBT
Caso Base	/	31%	2,9	16%	5
Domanda Energetica	+15%	39%	2,6	19%	4,4
	- 15%	20%	4,2	13%	5,7
Prezzo Combustibile	+3% Annuo	19%	3,7	13%	5,6
	- 3% Annuo	38%	2,8	19%	4,2
Prezzo TEE	+15%	32%	2,8	16%	5,0
	- 15%	29%	3,1	16%	5,0
Tassi di Interesse	+15%	29%	3,2	15%	5,1
	- 15%	33%	2,8	17%	4,9

Tabella 6 – Analisi di sensitività sugli indici di profittabilità dal punto di vista della ESCO

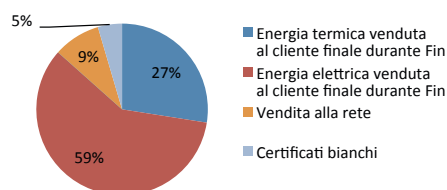


Figura 9 – Suddivisione percentuale dei ricavi per l'impianto a gas naturale

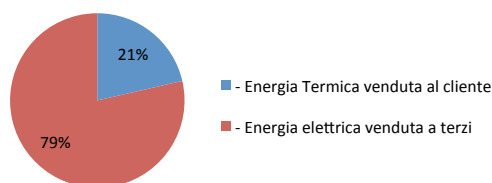


Figura 10 – Suddivisione percentuale dei ricavi per l'impianto a biomassa

Conclusioni

Gli investimenti su impianti produttivi sono caratterizzati da una moltitudine di fattori che nelle analisi economico-finanziarie sono spesso assunti costanti. Ciò è evidentemente una pura astrazione che può rivelarsi estremamente pericolosa o, comunque, inadeguata per la scelta della soluzione ottimale.

Infatti in questo articolo si è voluto riportare l'analisi comparativa eseguita per individuare la soluzione ottimale per la realizzazione di un impianto di cogenerazione fra le due seguenti alternative tecnologiche: impianti a gas ed impianti a biomassa.

L'analisi di sensitività eseguita sui fattori di rischio insiti nelle due tecnologie ha portato a ridimensionare significativamente i risultati derivanti da una analisi convenzionale di profittabilità.

Nello specifico, l'impianto a gas presenta margini di profittabilità decisamente superiori di quello a biomassa ma, al contrario, presenta un rischio complessivo notevolmente superiore. Alcuni di questi rischi, se individuati per tempo, possono e devono essere mitigati con adeguate misure cautelari, come la Tabella 7 suggerisce.

Rischi	Mitiganti	Gas naturale	Biomassa	
Tecnologici	Sotto prestazioni impianto	• Fornitore tecnologia affidabile • Contratti manutenzione Full-Service	Basso	Medio
Processo produttivo	Diminuzione domanda da parte del cliente	• Dimensionamento corretto • Accordo con fornitura minima	Alto	Basso
Finanziari	Ritardo nei pagamenti	• Fideiussione bancaria	Alto	Basso
	Tassi di Interesse bancari	• Mutuo a tasso fisso • Mutuo a tasso variabile con CAP	Alto	Alto
Autorizzativi	Rilascio autorizzazioni	• Pazienza	Medio	Medio
Mercato Energia	Volatilità TEE	• Accordi bilaterali pluriennali	Alto	Nulla
	Volatilità prezzo combustibile	• Accordi per carburante a prezzo costante • Derivati	Alto	Basso

Tabella 7 – Promemoria sui rischi

BIBLIOGRAFIA

- ENEL. 2013. Stato e prospettive dell'efficienza energetica in Italia. ENEL Foundation.
- Cavallito M., Isonio E. 2014. Prodotti finanziari a sostegno delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. Speciale Tecnico Qualenergia. it

* Dario Fusco, Strutture & Energia
Maria Sole Brioschi, Università degli Studi di Bergamo