

Spedizione in abbonamento postale.  
Comma 26 art. 2 - legge 549/95.  
Autorizzazione filiale P.T. di Varese.  
Reg. Trib. MI 146 del 23/02/1989.  
Periodico Trimestrale.  
L. 45.000

# AF

## A N A L I S I F I N A N Z I A R I A

 **IEAF**  
SCUOLA DI FINANZA

Justin Pettit - Richard Greco, Jr.

**Il market risk premium  
ed il costo del capitale**

Claudia Lanteri

**Il cash management  
internazionale**

Giulio Tagliavini - Alberto Lanzavecchia

**Gli impianti di cogenerazione  
di energia:  
uno schema di analisi  
economico-finanziaria**

Alessandro Danovi

**I piani di opzioni di acquisto  
di azioni a favore di dipendenti**

Filippo Resini

**Fusioni e trasformazioni  
nel settore bancario.  
Il caso Biverbanca**

Alessandro Cutolo

**Concentrazioni bancarie  
e mercati finanziari:  
riflessioni sull'esperienza italiana**

# 35

# Gli impianti di cogenerazione di energia: uno schema di analisi economico-finanziaria

di Giulio Tagliavini e Alberto Lanzavecchia

## Premessa

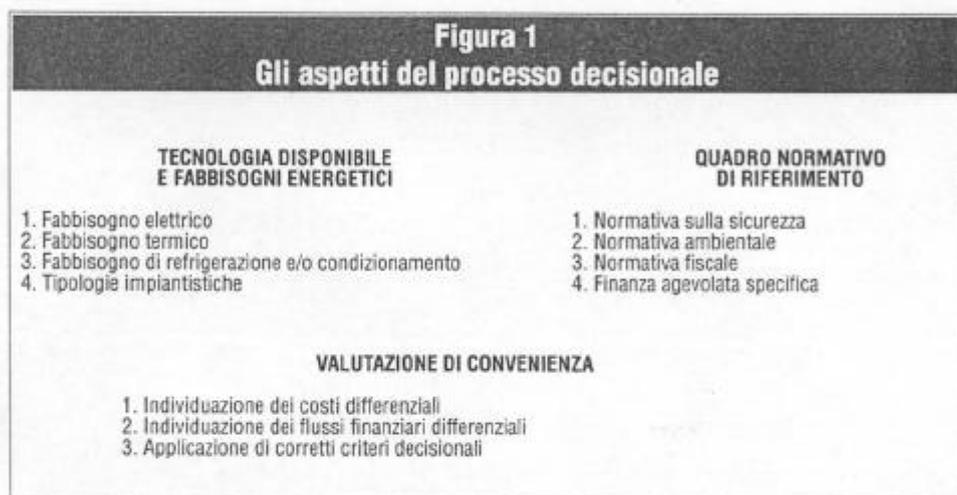
Un problema molto comune è quello della contemporanea necessità di disporre di energia elettrica ed energia termica per il funzionamento dei processi produttivi. Il fabbisogno dei due tipi di energia solitamente si presenta con caratteristiche diverse a seconda del settore di appartenenza e, talvolta, a seconda della fase produttiva o nello stesso arco della giornata. Tale fabbisogno può essere soddisfatto o mediante acquisto di elettricità dall'Enel e produzione di energia termica con caldaie tradizionali, oppure con più attuali impianti di cogenerazione, che consentono di ottenere contemporaneamente i due input del processo produttivo. La cogenerazione propone così una diversa e più moderna concezione della gestione dell'energia: l'energia primaria del combustibile viene contemporaneamente utilizzata per produrre energia elettrica e calore (energie secondarie). Con la cogenerazione si può infatti evitare di bruciare un

combustibile al solo scopo di produrre energia elettrica, considerando inutilizzabile ogni altra forma di energia associata al suddetto processo. In particolare, si può evitare di bruciare un combustibile, potenzialmente capace di fornire calore ad elevata temperatura, per utilizzarlo a basso o a medio livello termico, rinunciando ad un utilizzo più efficiente. Le centrali termiche tradizionali, come è noto, dissipano una notevole quantità di calore. Esse portano il rendimento effettivo dell'impianto, nelle migliori delle ipotesi, al 50% rispetto al potenziale teorico. La cogenerazione, permettendo il recupero dell'energia termica, garantisce invece rendimenti globali fino al 90% ed è indubbiamente più efficiente sotto il profilo tecnico-ingegneristico e, nella maggioranza dei casi, più conveniente sotto il profilo economico. Sono altresì evidenti le positive ricadute macroeconomiche ed ambientali.

Per dimostrare la fattibilità economica di un sistema di cogenerazione si rende necessario:

conoscere la tecnologia disponibile sul mercato; individuare gli aspetti energetici del caso specifico; conoscere le problematiche normative, contrattuali, tariffarie, fiscali legate al progetto. Il processo logico attraverso il quale si dovrà giungere alla decisione di effettuare o non effettuare l'investimento nell'impianto di cogenerazione è sintetizzato nella Figura 1.

alternativi a combustione interna e turbine a gas. Sul mercato sono disponibili motori di tale tipo di tutte le taglie, quindi molto flessibili alle esigenze del particolare utilizzatore. Gli impianti installati in Italia nell'ultimo decennio coprono settori di applicazione ed una gamma di potenza estremamente ampi. I gruppi di potenza unitaria da 30 KW fino a 200 KW,



In questo contributo ci proponiamo di mettere a fuoco le tematiche rilevanti per la valutazione economica di un progetto di investimento in un impianto di cogenerazione. Lo schema di analisi, applicato ad un caso, può essere utilizzato in forma estesa per un largo numero di problemi di questo tipo. Faremo riferimento alla classe di impianti, di più frequente valutazione, di medie dimensioni.

### **Gli impianti disponibili**

I moderni impianti di piccola/media cogenerazione impiegano prevalentemente motori

con motori alternativi, sono validamente applicati per piscine, centri sportivi, scuole, cliniche, centri direzionali, uffici pubblici, alberghi. Impianti basati su gruppi di potenza unitaria fino a 1.000 KW, sempre con motori alternativi, sono impiegati per ospedali, industrie tessili, concerie, chimiche e farmaceutiche, alimentari e dolciarie, pastifici, laterizi e piastrelle. Sono presenti anche applicazioni ad elevato valore ecologico, come la combustione di biogas da discarica e da inceneritori urbani. Impianti con potenza unitaria fino a 10.000 KW, con motori alternativi e turbogas collegati a scambiatori e caldaie di recupero, tro-

vano applicazione essenzialmente nelle industrie cartarie, chimiche, ceramiche, teleriscaldamento, grossi inceneritori (1). La piccola cogenerazione ha un numero di impianti superiore a quella della grande cogenerazione perché sono finalizzati in gran parte all'autoproduzione dei soli consumi elettrici propri, senza le complicazioni, e la discutibile convenienza, della cessione delle eccedenze di energia prodotta alla rete Enel. Nelle turbine a gas, il calore recuperabile è concentrato in maniera pressoché completa nei gas di scarico, ad una temperatura superiore ai 400 °C. Questa caratteristica riduce notevolmente la complessità del sistema di scambiatori di calore e l'elevato livello termico permette di effettuare, attraverso il recupero, l'utilizzazione sotto diverse forme energetiche: vapore, acqua surriscaldata, acqua calda, aria calda.

I motori alternativi (a ciclo Diesel o a ciclo Otto) sono ampiamente diffusi anche grazie alla realizzazione di sistemi modulari. Il pregio della modularità spinge infatti ad utilizzare più unità di potenza relativamente ridotta, assemblate in un unico sistema, piuttosto che installare una sola macchina di grande potenza. Il recupero del calore avviene sia sfruttando i gas di scarico, sia fonti di calore a più basso livello termico: l'acqua di raffreddamento del motore, l'olio di lubrificazione, l'aria di sovralimentazione, l'irraggiamento del motore. Anche qui, il

recupero si realizza generalmente mediante un sistema di scambiatori di calore che consentono la produzione di: vapore, acqua calda, aria calda, ma anche acqua refrigerata alla temperatura di 7-12 °C.

Le più recenti realizzazioni impiantistiche hanno infatti coniugato la cogenerazione tradizionale (energia e calore) con le esigenze di refrigerazione e condizionamento. Utilizzando un frigorifero assorbitore, che sfrutta l'acqua calda (95-98 °C) come fluido di azionamento energetico, è possibile ampliare la gamma dei possibili fruitori dei benefici della cogenerazione. Si pensi ai centri commerciali, agli alberghi, alle strutture pubbliche, alle industrie plastiche ove l'esigenza di una costante climatizzazione o refrigerazione e l'impiego di calore è contemporaneo o alternativo alle esigenze di riscaldamento (2).

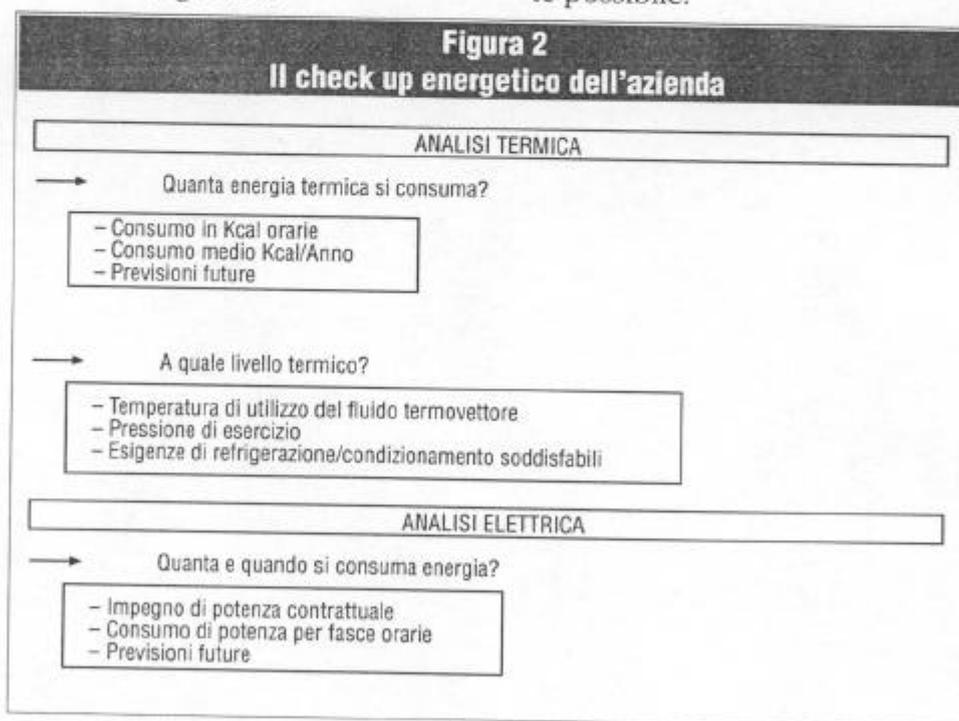
### **Come impostare l'analisi energetica**

Il presupposto essenziale per la realizzazione di impianti di cogenerazione è la presenza di una o più utenze che assorbano simultaneamente l'energia generata. L'obiettivo che la cogenerazione si prefigge non è il mero risparmio di energia primaria (combustibile) ma, ovviamente, è di tipo economico. Il costo congiunto del kWh elettrico generato e dell'energia termica deve risultare inferiore al prezzo medio pagato precedentemente.

temente all'azienda elettrica erogatrice sommato al costo dell'energia termica prodotta con la tecnologia tradizionale. In altri termini, una nuova politica energetica è razionale se il costo totale si abbassa e se tale risparmio è sufficientemente consistente da assicurare un ritorno rispetto all'esborso iniziale sostenuto per l'acquisto dell'impianto.

Lo studio di fattibilità, sotto l'aspetto tecnico ed economico, deve partire dalla conoscenza dell'andamento dei fabbisogni termici ed elettrici dello stabilimento e dei costi energetici associati (Figura 2).

quantità, le temperature, le forme del fluido termovettore (acqua, aria, vapore), gli orari, e i costi sostenuti per il soddisfacimento del bisogno tramite le centrali termiche tradizionali esistenti. Entrambe le analisi non dovranno essere solo storiche, ma è necessario anche uno sforzo nella previsione dei possibili trend, al fine di evitare di costruire un impianto sotto o sovradimensionato per le esigenze future. Una volta a disposizione, tali dati serviranno alla società costruttrice specializzata per configurare l'impianto, in modo da risultare il più efficiente possibile.



È necessario ricostruire l'intero andamento dei consumi elettrici per mese e per fascia oraria di tariffazione, calcolare l'impiego giornaliero ed orario, nonché il costo medio di acquisto per KWh. Dal lato termico, si dovranno identificare le necessità legate agli impieghi: le

La conoscenza di questi dati, in altri termini, permetterà alla società di engineering, o al costruttore stesso, di definire i dati dell'impianto: il tipo di motore, la sua potenza e la sua modularità; le caratteristiche del recupero termico; i criteri di gestione dell'impianto (orari e

modalità di funzionamento). L'investitore parte dai dati e dai valori associati all'impianto proposto per valutare l'investimento sia dal punto di vista economico che finanziario.

### Come impostare l'analisi economica

Per ottenere il massimo utilizzo dell'energia cogenerata, la miglior flessibilità di gestione dell'impianto e il maggior risparmio economico, è necessario che il modulo di cogenerazione sia dimensionato per la copertura dello zoccolo di base dei fabbisogni sia elettrici sia termici. Per la copertura dell'energia elettrica mancante, si deve provvedere a stipulare un nuovo contratto con l'Enel per la sola integrazione, nei periodi in cui non si produce energia o questa non è sufficiente. È necessario poi provvedere a stipulare anche un "contratto di soccorso", per tutelarsi dall'eventualità di blocco dell'impianto di cogenerazione: in tal caso non si dovranno pagare sovrapprezzi per i prelievi di energia superiori a quelli pattuiti con il contratto di integrazione. L'ener-

modulo di cogenerazione venga costruito nelle immediate adiacenze della centrale termica, perché il trasporto del calore, a differenza dell'elettricità, è molto oneroso. Se vengono rispettate tali premesse, è facile osservare come i benefici successivi siano rilevanti.

L'analisi economica deve inoltre considerare la vita utile dell'impianto (che è solitamente pari a 36.000-40.000 ore di funzionamento prima di procedere ad una completa revisione che permette di riportare lo stato fisico dell'impianto alle sue efficienti condizioni iniziali) e deve individuare i vantaggi nei costi di gestione del ciclo produttivo, netti dai nuovi costi variabili (la manutenzione, il consumo di olio, gli adempimenti fiscali). Il risparmio economico ottenibile deve essere valutato confrontando tutti i costi energetici precedenti e i costi successivi alla messa in funzione dell'impianto. Il problema può anche essere affrontato in termini di costo del KWh elettrico cogenerato e costo medio del KWh precedentemente acquistato dall'Enel. Il costo di produzione di un KWh ottenuto mediante cogenerazione è il seguente (3):

$$C_{KWh} = \frac{C_{MET} \cdot T_{MET}}{E_{COG}} + \frac{C_{OLIO} \cdot T_{OLIO}}{E_{COG}} + T_{MAN} + T_{UTIF} - V_{CAL} \cdot C_{SNAM}$$

gia termica di integrazione sarà sempre prodotta dalle caldaie tradizionali esistenti, nelle vicinanze dell'impianto di cogenerazione. È infatti essenziale che il

dove:

$C_{KWh}$ : costo unitario del KW cogenerato;

$E_{COG}$ : potenza elettrica del coge-

neratore (KW);

C<sub>MET</sub>: consumo metano del cogeneratore (mc/h);

T<sub>MET</sub>: costo del metano defiscalizzato (Lit./mc);

C<sub>OLIO</sub>: consumo olio del cogeneratore (Kg/h);

T<sub>OLIO</sub>: costo olio lubrificante (Lit./kg);

T<sub>MAN</sub>: costo unitario manutenzione ordinaria (Lit./KWh);

T<sub>TUTIF</sub>: oneri fiscali unitari per auto produzione (Lit./KWh);

V<sub>CAL</sub>: valore unitario (Lit./KWh) dell'energia termica o frigorifera recuperata e interamente utilizzata;

C<sub>SNAM</sub>: incentivo SNAM per autoproduttori (Lit./KWh).

Occorre notare che, del consumo di gas metano, una quantità pari a 0,258 mc per KWh elettrico non è soggetta ad imposta di consumo, in quanto così esplicitato dalla Nota Dipartimento Dogane, prot. 1051/6/VI/DCPC del 28 ottobre 1994, e successivi aggiornamenti.

Si ricorda poi che la recente introduzione della "carbon tax" (L. 488/1998, art. 8) segnerà un profondo divario tra il metano impiegato nelle caldaie "tradizionali" e quello impiegato per la produzione di energia elettrica. L'allegato 1 (all'art. 8 sopra citato) prevede una tassazione sul gas metano dal 1° gennaio 2005 da un minimo di Lit. 40 al metro cubo ad un massimo di Lit. 349 al metro cubo (a seconda degli utilizzi) con l'eccezione per la produzione di energia elettrica (Lit. 8,7 al metro cubo). La convergenza verso tali valori

avverrà nell'arco del prossimo quinquennio sulla base di decreti attuativi di definizione della aliquote. Ciò vuol dire che la convenienza verso la cogenerazione sarà ancora maggiore. La voce "TUTIF" si riferisce invece alle imposte di cogenerazione. Esse sono dovute nella misura di:

- 23,1 Lit./KWh per i primi 2.400.000 Kwh/anno elettrici autoprodotti;
- 4,65 Lit./KWh per i successivi.

Tuttavia, occorre ricordare che, sin dall'emanazione del primo Testo Unico dell'8/7/1924, sono disciplinate le "officine di produzione di energia elettrica", le quali devono corrispondere le imposte sui consumi di energia elettrica. Le voci che le compongono sono tipicamente le seguenti: imposta erariale e relativa addizionale; imposta addizionale a favore dei comuni; imposta addizionale a favore delle provincie (4).

Nel caso di autoproduzione, poiché l'accisa è dovuta sui soli consumi, è opportuno quantificare gli stessi (con appositi contatori tarati, verificati e piombati dall'UTF). È anche possibile effettuare il pagamento dell'imposta, per gli impianti di taglia inferiore a 100 KW (alberghi e piscine), tramite corresponsione di un canone annuale, nella misura convenzionale di otto ore giornaliere per 273 giorni/anno, cioè 2.184 ore.

In questo caso sono tipicamente

dovute, per ogni KW installato:  
Lit.  $(4,1+6,5+11,5+4)*2.184 = \text{Lit. } 57.000$

Quanto alla voce "V<sub>CAL</sub>", essa viene usualmente calcolata tenendo dei seguenti parametri di riferimento:

- resa generatore di calore tradizionale: 85%;
- resa generatore tradizionale di aria calda: 95%;
- potere calorifico del metano: 8.250 Kcal/Nm<sup>3</sup>;
- resa gruppo frigorifero tradizionale: 2.300 frig/KWh.

Il contributo a cui si fa riferimento è quello previsto dalla legge nazionale n. 10 del 9/01/1991, la quale prevede il finanziamento in conto capitale fino al 30% della spesa preventivata. I fondi sono regionali, e quindi si dovrà verificare se nella regione di appartenenza essi sono ancora disponibili.

#### Uno schema di analisi finanziaria

Per poter applicare i criteri finanziari tipici dell'analisi degli investimenti industriali è necessario identificare e quantificare i

**Tabella 1**  
**Tipologia di utenza e costo del KWh cogenerato**

UTENZA	IMPIANTO	POTENZA ELETTRICA	T <sub>MET</sub>	C <sub>KWh</sub> (L) (a)
Industria	Acqua calda	1000	290	62,1
Fornace	Aria calda	525	214	60,8
Piscina-Albergo	Acqua calda	60	403	13,3
Terziario	Acqua calda	300	403	51,6

Sulla base di questi dati del problema sono già state predisposte e proposte alcune stime generali che riassumono i termini della convenienza usuale dell'investimento. (Tabella 1 e Tabelle 2 e 3 a pag. 46) (5).

flussi finanziari rilevanti. Essi, come insegna la teoria della finanza aziendale, saranno necessariamente: monetari, differenziali, netti dalle conseguenze fiscali, lordi da oneri finanziari. Con riguardo agli impianti di

**Tabella 2**  
**Tipologia di utenza e risparmio annuo**

UTENZA	Costo medio Enel (Lit./Kwh) (b)	Ore Funzionamento/anno (c)	Risparmio L/Anno per Kwh (d) (6)
Industria	160	4.000	391.600
Fornace	135	5.000	371.000
Piscina	185	4.000	686.800
Terziario	185	3.780	504.252

**Tabella 3**  
**Tipologia di utenza e pay back semplice**

UTENZA	Costo Impianto Lit./Kw (e)	Pay Back Period senza Contributo (7)	Pay Back Period con contributo del 25%
Industria	1.200.000	3,06	2,3
Fornace	1.100.000	2,96	2,2
Piscina	1.600.000	2,3	1,7
Terziario	2.200.000	4,36	3,27

cogenerazione, dal momento che essi sono riconducibili alla tipologia di investimenti aventi conseguenze di riduzione dei costi di esercizio, si dovrà determinare quanto segue:

1. esborso monetario impianto;

2. esborso differenziale per fornitura energia elettrica;

3. esborso differenziale per fornitura metano;

4. esborsi di esercizio differenziali;

5. aliquota di ammortamento impianto;
6. oneri fiscali aggiuntivi;
7. variazioni del capitale circolante operativo.

Con riguardo al primo punto, è da considerare non solo l'esborso complessivo, ma anche la sua tempificazione. È infatti normale che l'impianto venga pagato, in modo dilazionato, nel corso della sua costruzione. La predisposizione dell'impianto richiede, normalmente, dai sei agli undici mesi, a seconda della complessità dell'opera.

Il secondo ed il terzo punto si riferiscono alla simulazione delle bollette successive alla messa in funzione dell'impianto, in confronto con le fatture precedenti. Si dovrà prevedere, con cadenza mensile, il futuro costo di approvvigionamento esterno per tutte le esigenze non coperte dalla produzione interna (in sostanza la fornitura di elettricità nella fascia F48 e i picchi di consumi giornalieri non coperti dall'autoproduzione; il costo del metano per le caldaie, in caso di guasto del motore o per integrazione qualora non sia sufficiente l'energia termica recuperata).

I costi di esercizio aggiuntivi sono principalmente connessi alla manutenzione dell'impianto ed agli oli lubrificanti. Entrambi sono facilmente quantificabili: contratto di assistenza post vendita con la società costruttrice, consumo orario di olio, oppure uso del parametro costo/KW

installato. La quota di ammortamento è rilevante ai fini della determinazione del risultato operativo differenziale, sui cui andrà poi calcolato l'onere fiscale aggiuntivo. L'aliquota fiscale di riferimento per il gruppo XVII "Industrie energia elettrica, gas, acqua", sottogruppo "produzione e distribuzione energia termoelettrica", per gli impianti e macchinari di tipo D, rilevante in questo caso, è del 9%. Al risultato operativo così ottenuto si andrà poi a misurare l'imposizione differenziale, fissato nei calcoli qui presentati nella misura del 41,25%. Le ultime voci da non trascurare sono le imposte di cogenerazione, già definite in precedenza, e quantificabili dal piano di produzione mensile. Infine, la variazione del circolante operativo. Essa è concentrata essenzialmente tra le fonti di finanziamento: si avranno delle variazioni nelle voci "fornitori Enel" e "fornitori Snam". Il flusso differenziale stimato, anno dopo anno, andrà quindi considerato per poter determinare il flusso differenziale di gestione, legato all'investimento oggetto di studio. Dalla serie di flussi differenziali è possibile applicare i noti criteri di valutazione degli investimenti che sono, almeno in parte, condizionati dalla fissazione del tasso di sconto.

A tale riguardo, si vuole soffermare il lettore sulle diverse possibilità alternative. È possibile considerare:

1. il costo medio ponderato del capitale futuro (WACC);

2. il costo medio ponderato del capitale futuro, eventualmente includendo il finanziamento agevolato ottenuto;
3. il costo del capitale specifico destinato al progetto (finanziamento agevolato).

Se il finanziamento è specificatamente legato ad un progetto particolare, senza il quale non si avrebbe diritto al finanziamento agevolato, è consigliabile utilizzare, come tasso di sconto dei flussi, il tasso di interesse applicato. D'altra parte, lo stesso debito non dovrebbe essere incluso nella struttura finanziaria passiva, sui cui calcolare il costo medio ponderato futuro, perché così facendo si otterrebbe una riduzione complessiva del tasso, senza che il rischio aziendale sia diminuito.

A tale proposito, è opportuno segnalare la presenza di alcuni provvedimenti collegati all'investimento oggetto di studio: si tratta dei programmi "Innovazione tecnologica e Tutela ambientale" relativi alle Leggi 598/94 e 341/95; del programma "Risparmio energetico" di cui alla Legge 10/91; si segnala inoltre i seguenti programmi UE: Save n. 565/91 per la Promozione dell'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>; Altener n. 500/93 per lo Sviluppo energie rinnovabili; Thermie n. 2008/90 per la Promozione tecnologie energetiche. Il primo provvedimento, in particolare, prevede il finanziamento fino al 70% del programma

fino ad un massimo di spesa di 3 Miliardi. La durata è di 7 anni, di cui 2 di preammortamento, il tasso viene negoziato con la banca, ma viene abbattuto con un contributo in misura pari al 50% (piccole imprese) o del 23% (medie imprese) del Tasso di Riferimento (4,85% nel momento in cui scriviamo). La Legge 10/91 prevede contributi in conto capitale (fino al 50%), l'istruttoria e la delibera del contributo sono di competenza della Regione di appartenenza. I programmi comunitari prevedono contributi in conto capitale (fino al 50%) e sono gestiti dal M.I.C.A.

Ai fini dell'analisi finanziaria, i punti cruciali sono la determinazione dei flussi prospettici e la scelta del tasso di sconto da applicare. Il primo aspetto richiede una certa attendibilità della stima sui futuri costi di approvvigionamento e sul futuro programma di produzione di energia. Con riguardo al secondo problema, occorre scegliere tra costo medio ponderato del passivo (WACC) o tasso specifico dell'operazione di provvista attivata per realizzare il progetto. Come è noto, ogniqualvolta investimento e finanziamento siano inscindibilmente collegati si consiglia di utilizzare come tasso di sconto il tasso agevolato ottenuto. Se, invece, nessun finanziamento specifico è stato concesso, ma è stata finanziata l'impresa, allora si dovrà utilizzare il WACC, eventualmente stimato puntualmente per ogni anno futuro. Nell'ipotesi di

assunzione dell'impianto di cogenerazione in leasing è prassi fare riferimento allo specifico costo.

### Analisi del caso CoGen

Un'azienda farmaceutica doveva valutare la possibilità di dotarsi di un impianto di cogenerazione per far fronte ai propri fabbisogni energetici. Lo stabilimento prelevava dall'azienda municipalizzata l'energia elettrica necessaria, alla tensione di consegna di 15 KV, con tariffa multioraria ad alta utilizzazione. L'energia termica, sotto forma di vapore saturo a 8 bar, era prodotta con caldaie tradizionali a gas metano (9). L'analisi dell'investimento segue ora lo schema proposto precedentemente nella Figura 1 (vd. pag. 40).

#### 1. Analisi energetica

I consumi di energia elettrica, desumibili dalle fatture emesse dall'azienda municipalizzata,

evidenziavano un impegno di potenza in F1 pari a 4.800 KWe; in F2, F3 e F4 di 5.800 KWe; il consumo annuo era pari a 31.127.200 KWh (10) per un costo totale annuo di 4.193 milioni di Lire; il costo medio del KWh risultava di 135 Lire. Il combustibile utilizzato era il metano (valore di riferimento 8.250 Kcal/Nm<sup>3</sup>); il consumo annuo era di 4.483.992 Nm<sup>3</sup>; il costo annuo era di 1.246 milioni; il costo medio del combustibile era quindi di Lire 277.

In base allo studio degli andamenti elettrici e termici dello stabilimento, furono proposte due soluzioni:

- soluzione A: due motori da 1.500 KWe cadauno;
- soluzione B: due motori da 1.950 KWe cadauno.

L'impianto, consegnato chiavi in mano, sarebbe stato comprensivo di tutti gli allacciamenti alla rete elettrica necessari ed equipaggiato con gli scambiatori di calore per la produzione del

**Tabella 4**  
**Caratteristiche degli impianti proposti**

	Soluzione A	Soluzione B
Potenza dei due motori	2.914 KWe	3.884 KWe
Potenza immessa	7.614 KW	9.400 KW
Consumo metano	794 Nm <sup>3</sup> /h	1.048 Nm <sup>3</sup> /h
Rendimento elettrico	38,3%	38,6%
Ore funzionamento	3.600/anno	3.600/anno
Elettricità cogenerata	10.404 MW/anno	13.874,4 MW/anno
Produzione acqua calda	300.000 kg/h	300.000 kg/h
Produzione vapore	2.200 kg/h	2.900 kg/h
Energia recuperata	1.118.730 Nm <sup>3</sup> metano	1.332.635 Nm <sup>3</sup> metano
Consumo metano	2.857.327 Nm <sup>3</sup> /a	3.771.491 Nm <sup>3</sup> /anno
Costo dell'impianto	4,6 miliardi	5,4 miliardi

vapore.

Nel periodo di funzionamento dell'impianto (3.600 ore all'anno) il recupero del calore avrebbe permesso un risparmio di 430.000 Nm<sup>3</sup>/anno di metano. L'impianto avrebbe soddisfatto solo parzialmente i fabbisogni termici ed elettrici dello stabilimento: l'azienda avrebbe dovuto prelevare dall'ente elettrico l'energia mancante adeguando il proprio contratto di fornitura alle nuove necessità, e dovrebbe produrre l'energia termica non soddisfatta con le caldaie esistenti.

## 2. Analisi economica

Sulla base del programma di autoproduzione di energia (Tabella 5), è possibile determinare il futuro costo per la fornitura dalla municipalizzata (Tabella 6 a pag. 51). Il nuovo contratto prevede un impegno

di potenza di 1.900 KW in F1, 2.900 in F2 e F3, immutato quello in F4.

Il costo medio per kilowattora scende quindi da 135 a 119 Lire per effetto di un minor utilizzo della fornitura esterna nelle fasce (F1 in particolare) ove il prezzo pagato è sensibilmente superiore alla produzione interna; rimane invece immutato l'impiego ove la fornitura esterna è offerta ad un prezzo sensibilmente inferiore all'autoproduzione (F4). Tale razionalizzazione dei prelievi si traduce in un minor costo di fornitura per un importo pari a 1.726.616.385 Lire/anno.

Dal lato della fornitura di metano, la situazione futura è riassumibile in quanto segue:

- costo unitario gas metano: 247 Lire/Nm<sup>3</sup>;
- costo annuo fornitura: 705.759.657 Lire/anno;

**Tabella 5**  
**Autoproduzione e nuovo fabbisogno esterno, in MWh (soluzione A)**

Mese	F1		F2		F3		F4		TOT	
	Prodotta	Mancante								
Gennaio	256,9	100,1	731,2	230,1				1,185	997,1	1,516
Febbraio	231,2	128,8	635,8	241,2				1,036	867	1,406
Marzo	242,8	124,2	667,6	300,4				1,063	910,4	1,488
Aprile			222,5	33,1	731,2	33,8		1,012	953,7	1,079
Maggio			222,5	140,5	731,2	328,8		1,130	953,7	1,599
Giugno			212,4	179,6	697,9	459,1		1,175	910,4	1,814
Luglio			232,6	223,4	764,4	570,6		1,544	997,1	2,338
Agosto								2,986	0	2,986
Sett.			222,5	145,5	731,2	364,8		1,262	953,7	1,772
Ottobre	265,9	118,1	731,2	304,8				1,205	997,1	1,628
Nov.	231,2	158,8	635,8	385,2				1,123	867	1,667
Dic.	265,9	83,1	731,2	187,8				1,160	997,1	1,431
Totale	1.502,8	713,2	5.254	2.372	3.656	1.757		15,881	10.404	20,723

**Tabella 6**  
**Nuovo costo per fornitura esterna elettricità (Soluzione A)**

Voci di Spesa	Importi
Costo annuo impegno < 3.000 KW in F1	345.876.000
Costo annuo impegno altre fasce	91.200.000
Costo annuo energia	443.695.075
Sovrapprezzo termico	1.272.404.480
Imposta erariale < 200 MWh	9.840.000
Imposta erariale > 200 MWh	44.891.840
Addizionali locali	40.800.000
Addizionale erariale	217.593.600
<b>Costo totale annuo (Lire)</b>	<b>2.466.300.995</b>
<b>Costo medio del KWh (Lire)</b>	<b>119</b>

**Tabella 7**  
**Autoproduzione e nuovo fabbisogno esterno, in MWk (soluzione B)**

Mese	F1		F2		F3		F4		TOT	
	Prodotta	Mancante								
Energia										
Gennaio	354,6	11,4	975,1	-13,1				1,185	1,330	1,183
Febbraio	308,3	51,7	847,9	29,1				1,036	1,156	1,117
Marzo	323,7	43,3	890,2	77,7				1,063	1,214	1,184
Aprile			296,8	-41,2	975,1	-210		1,012	1,272	760
Maggio			296,8	66,2	975,1	84,9		1,130	1,272	1,281
Giugno			283,3	108,7	930,7	226,3		1,175	1,214	1,510
Luglio			310,2	145,8	1.019	315,6		1,544	1,330	2,005
Agosto								2,986	0	2,986
Sett.			296,8	71,2	975,1	120,9		1,262	1,272	1,454
Ottobre	354,6	29,4	975,1	60,9				1,205	1,330	1,295
Nov.	308,3	81,7	847,9	173,1				1,123	1,156	1,378
Dic.	354,6	-5,6	975,1	-56,1				1,160	1,330	1,098
Totale	2.005	211,9	6.995	622,6	4.875	537,7		15.881	13.874	17.253

- energia termica recuperata: 1.118.730 Nm<sup>3</sup>/equivalenti di metano;
- costo evitato di metano: 309.888.385/anno.

Le ultime voci differenziali sono il costo della manutenzione full service, per 156 milioni/anno, gli oli lubrificanti per 30 milioni/anno, le imposte di cogenerazione per 90 milioni/anno e il "contratto di soccorso e canone parallelo" per 128,316 milioni/anno (11). Il totale dei costi aggiuntivi di gestione è dunque

pari a 1.110.154.257 Lire/anno, i risparmi sono invece di 2.036.504.511 Lire/anno. La soluzione A permette pertanto un risparmio netto di lire 926 milioni/anno. Il costo dell'impianto "chiavi in mano" è di Lire 4.600.000.000: il pay back period semplice risulta allora di 4,9 anni. La soluzione B prevede invece una maggiore produzione di energia elettrica, facendo così scendere la dipendenza dal fornitore esterno (Tabella 7). Tale situazione si traduce in un minor costo per 2,4 miliardi/anno e in un costo medio

per KWh di 105 Lire, contro le 135 Lire precedenti (Tabella 8).

È da rilevare come, nei mesi di gennaio, aprile e dicembre, ci siano dei temporanei eccessi di produzione rispetto agli autoconsumi.

Tale situazione è risolvibile mediante l'immissione del surplus nella rete nazionale, previo contratto con l'Ente Elettrico. È poi anche possibile far sì che l'energia in eccesso venga imputata ad uno stabilimento diverso

Lire/anno;

- consumo oli e lubrificanti: 30.000.000 Lire/anno.

I risparmi di gestione sono legati al minor costo per la fornitura di energia elettrica, per effetto di una maggiore razionalizzazione dei prelievi, per 2.381.791.774 Lire/anno. Il recupero di calore permette un consumo evitato di gas metano per 369.139.937 Lire/anno. Il risparmio netto di

**Tabella 8**  
**Nuovo costo per fornitura esterna elettricità (soluzione B)**

Voci di spesa	Importi
Costo annuo impegno < 3.000 KW in F1	126.240.000
Costo annuo impegno altre fasce	48.120.000
Costo annuo energia	309.259.926
Sovrapprezzo termico	1.059.321.920
Imposta erariale < 200 MWh	9.840.000
Imposta erariale > 200 MWh	36.389.360
Addizionali locali	40.800.000
Addizionale erariale	181.154.400
<b>Costo totale annuo (Lire)</b>	<b>1.811.125.606</b>
<b>Costo medio del KWh (Lire)</b>	<b>105</b>

da quello di produzione, o anche ad una società del gruppo, purché sia nel raggio di 200 km. I costi di esercizio differenziali relativi alla soluzione B sono riassumibili in quanto segue:

- costo fornitura gas metano: 931.558.255 Lire/anno;
- costo manutenzione full service: 208.116.000 Lire/anno;
- imposte di cogenerazione: 106.155.960 Lire/anno;
- contratto di soccorso e canone parallelo: 171.117.600

gestione è dunque di 1.303.983.896 Lire/anno (12). Dal momento che l'impianto nella soluzione B ha un costo "chiavi in mano" di Lire 5,4 miliardi, il pay back period semplice è, sulla base delle cifre fino ad ora indicate, nell'ordine di 4,1 anni.

### **3. Analisi finanziaria**

Consideriamo dapprima separatamente le due possibili soluzioni. La soluzione A (Tabella 9 a pag. 53) (13) comporta un esborso monetario per l'impianto

Tabella 9  
Flussi finanziari soluzione A

Soluzione A	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Enel precedente		4.192.917.380	4.255.811.141	4.319.648.308	4.384.443.032	4.450.209.678
Costo Enel successivo		2.594.616.995	2.633.536.250	2.673.039.294	2.713.134.883	2.753.831.906
Valore differenziale		1.598.300.385	1.622.274.891	1.646.609.014	1.671.308.149	1.696.377.772
Costo metano precedente		1.245.000.000	1.270.920.000	1.296.338.400	1.322.265.168	1.348.710.471
Costo metano successivo		1.536.979.483	1.567.719.073	1.599.073.454	1.631.054.923	1.663.676.022
Costo differenziale		-	296.799.073	302.735.054	308.789.755	314.965.550
Costo manutenzione		-	156.060.000	156.060.000	156.060.000	156.060.000
Costo lubrificanti		-	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000
MOL differenziale		1.121.260.902	1.139.415.818	1.157.813.960	1.176.458.394	1.195.352.221
Ammortamenti		-	414.000.000	828.000.000	-	414.000.000
Risultato Operativo Incrementale		<b>707.260.902</b>	<b>311.415.818</b>	<b>329.813.960</b>	<b>762.458.394</b>	<b>781.352.221</b>
Imposte sul reddito		-	291.745.122	136.048.259	-	322.307.791
Imposte di cogenerazione		-	90.018.600	90.018.600	-	90.018.600
NOPAT		325.497.180	92.938.193	103.747.102	357.925.707	369.025.830
Ammortamenti		414.000.000	828.000.000	828.000.000	414.000.000	414.000.000
Autofinanziamento pot.le incr.le		739.497.180	920.938.193	931.747.102	771.925.707	783.025.830
Variazione C.Circolante		-	108.943.409	-	1.533.178	-
CAPEX		-	1.600.000.000	-	1.553.703	-
Flusso Tot. di gestione=		-	919.425.283	930.213.923	770.372.004	781.451.344

di 3 miliardi nel corso del 1998 e il saldo di 1,6 miliardi a completamento dell'opera, nei primi mesi del 1999. Dallo studio delle fatture energetiche precedenti e dalla simulazione per quelle successive, emerge un risparmio nella fornitura di elettricità per 1,6 miliardi circa ed un aumento per l'approvvigionamento di gas metano per 291 milioni dovuto al maggior consumo della centrale di cogenerazione, mitigato del recupero di calore possibile. Si registrano poi i costi monetari per i materiali di consumo e il servizio di assistenza per 190 milioni circa. L'aliquota dell'ammortamento fiscale è pari a 414 milioni, portando così il risultato operativo incrementale a 707.261.000 Lire. Il nuovo investimento, a livello di conto economico, permette un miglioramento del risultato operativo, dovuto ai minori costi di produzione, in particolare all'acquisto di energia.

Al risultato così ottenuto si devono sottrarre le imposte sul reddito e l'Irap per 292 milioni, e le imposte di cogenerazione, per 90 milioni. Il risultato operativo dopo le imposte è quindi di Lire 325 milioni circa. Per giungere alla determinazione del flusso di cassa differenziale legato all'investimento, mancano ancora due voci: la variazione del capitale circolante netto e gli esborsi monetari per l'impianto. Il primo aspetto, in termini di flussi, riguarda essenzialmente il primo anno, poi, una volta a regime, l'impatto diventa quasi trascurabile (vedi Tabella 10 a pag. 55).

Infatti, nel primo anno di esercizio, si registra un flusso negativo per 133 milioni, relativo ai "Fornitori Enel" ed un flusso in aumento di "Fornitori Snam" per 24 milioni. Negli anni successivi si registreranno solo le variazioni legate al lieve adeguamento dei prezzi nelle forniture stimate. Nel primo anno di esercizio tuttavia il contributo in termini di flussi di cassa liberati è ancora negativo per effetto del pagamento del saldo dell'impianto.

Per gli anni successivi si applica il medesimo ragionamento. Sono state introdotte le seguenti ipotesi: si è stimato un adeguamento dei prezzi per l'energia elettrica in linea con l'inflazione, nella misura dell'1,5%; l'aumento del costo del metano è invece stato ipotizzato leggermente più alto, nell'ordine del 2% (14).

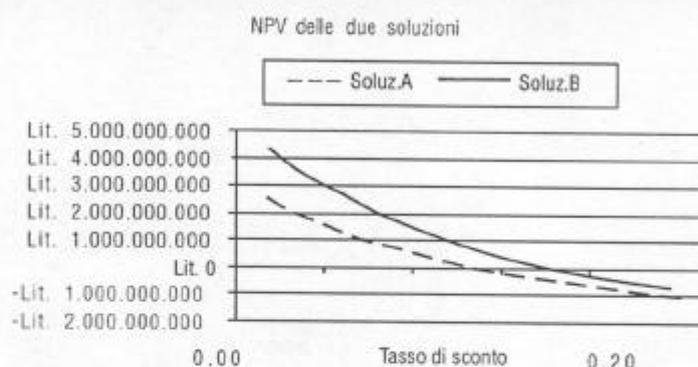
Dalla serie dei flussi così ottenuti (10 anni), sono stati calcolati alcuni indicatori finanziari. Assumendo come tasso di sconto il tasso agevolato ex lege Sabatini (15), il Net Present Value (NPV o valore attualizzato netto) dell'investimento è di un miliardo e mezzo: l'investimento libera, nel tempo di riferimento, risorse per remunerare i terzi finanziatori e rende disponibile valore che, portato al tempo di valutazione, assomma a Lire 1,52 miliardi. Il legame tra tasso di sconto e NPV è evidenziato nel Grafico 1 a pag. 55: l'IRR è del 12,35%.

L'ipotesi implicita del NPV è che i flussi liberati dal progetto vengano reinvestiti al tasso ipotizzato per il suddetto calcolo del

**Tabella 10**  
**Il capitale circolante operativo (soluzione A)**

Capitale circolante	ANNO 1	ANNO 2	ANNO 3	ANNO 4	ANNO 5
Crediti verso clienti (i)					
Pagamento imposte (i)					
Ratei e risconti attivi (i)					
Liquidazione TFR (i)					
<b>Tot</b>	-	-	-	-	-
Acc.to fondo TFR (f)					
Acc.to fondo imposte differite					
Fornitori (Enel)	133.191.699 -	1.997.875 -	2.027.844 -	2.058.261 -	2.089.130
Fornitori (Snam)	24.248.290	484.966	494.665	504.558	514.650
Variazione Fornitori	108.943.409 -	1.512.910 -	1.533.178 -	1.533.703 -	1.574.480
Debiti diversi di gestione (f)					
<b>Tot</b>	108.943.409 -	1.512.910 -	1.533.178 -	1.533.703 -	1.574.480
<b>Variazione</b>	108.943.409 -	1.512.910 -	1.533.178 -	1.533.703 -	1.574.480

**Grafico 1**  
**NPV e IRR dell'investimento**



NPV. Se invece assumiamo, come primo riferimento di stima, che le risorse liberate vengano reinvestite in azienda al tasso di rendimento del capitale investito (16), allora il NPV così ipotizzato prevede una capitalizzazione dei flussi liberati al tasso di redditività dell'impresa e il loro sconto al tasso così identificato.

In tale contesto, il NPV rettificato è di Lire 3,998 miliardi, essendo il ROI medio dell'impresa del 17,5%. Passando alla soluzione B, essa ha un esborso per capital expenditure (CAPEX) di 3,5 miliardi nel 1998 e 1,9 miliardi l'anno successivo. Il differenziale tra i costi monetari precedenti e successivi evidenzia un MOL (margine operativo lordo) differenziale di 1,581 miliardi, a cui

va tolta la quota di ammortamento dell'impianto, per 486 milioni. Il risultato operativo incrementale è così di Lire 1,095 miliardi, su cui vanno calcolate le imposte nella misura di 452 milioni. Detratte poi le imposte di cogenerazione (non fiscalmente deducibili) e la variazione del circolante netto, il flusso netto di gestione, per il primo anno è ancora negativo per 1028 milioni. I flussi negli anni successivi sono riassunti nella Tabella 11 a pag. 56.

Il valore attuale netto dell'investimento, scontando i flussi al 5%, è di 2,93 miliardi; l'IRR è del 16,63% (Grafico 1).

Se, anche in questo caso, ipotizziamo che il reimpiego dei flussi liberati avvenga al ROI medio

Tabella 11  
Flussi finanziari soluzione B

Soluzione B	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Enel precedente		4.192.917.380	4.255.811.141	4.319.648.308	4.384.443.032	4.450.209.678
Costo Enel successivo		1.811.125.606	1.838.292.490	1.865.866.877	1.893.854.881	1.922.262.704
Valore differenziale		2.381.791.774	2.417.518.651	2.453.781.430	2.490.588.152	2.527.946.974
Costo metano precedente		1.246.000.000	1.270.920.000	1.296.338.400	1.322.265.168	1.348.710.471
Costo metano successivo		1.808.418.382	1.844.586.750	1.881.478.485	1.919.108.054	1.957.490.215
Costo differenziale		562.418.382	573.666.750	585.140.085	596.842.886	608.779.744
Costo manutenzione		208.116.000	208.116.000	208.116.000	208.116.000	208.116.000
Costo lubrificanti		30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000
MOL differenziale		1.581.257.392	1.605.735.901	1.630.525.346	1.655.629.265	1.681.051.230
Ammortamenti		486.000.000	972.000.000	972.000.000	486.000.000	486.000.000
Risultato Operativo Incrementale		<b>1.095.257.392</b>	<b>633.735.901</b>	<b>658.525.346</b>	<b>1.169.629.265</b>	<b>1.195.051.230</b>
Imposte sul reddito		451.793.674	261.416.059	271.641.705	482.472.072	492.958.632
Imposte di cogenerazione		106.155.960	106.155.960	106.155.960	106.155.960	106.155.960
NOPAT		537.307.758	266.163.882	280.727.681	581.001.233	595.936.638
Ammortamenti		486.000.000	972.000.000	972.000.000	486.000.000	486.000.000
Autofinanziamento pot.le incr.le		1.023.307.758	1.238.163.882	1.252.727.681	1.067.001.233	1.081.936.638
Variazione C.Circolante		151.614.449	2.039.876	2.065.787	2.091.993	2.118.497
CAPEX		3.500.000.000	1.900.000.000	-	-	-
Flusso Tot. di gestione=		1.028.306.692	1.236.124.006	1.250.661.894	1.064.909.240	1.079.818.141

dell'impresa (17,5%), allora il NPV così rettificato diventa di 6,819 miliardi.

L'efficienza allocativa dell'investimento è poi bene espressa dall'indicatore IRA (Indice di Rendimento Attualizzato), che indica il rapporto tra valore attuale netto dei flussi positivi ed esborso iniziale (Tabella 12). Tale verifica è necessaria in quanto in questo caso dobbiamo confrontare due investimenti con esborso iniziale diverso ed è

ciata. Il valore che esso genera è effettivamente consistente e ciò spiega la recente frequente attivazione di simili progetti. Il tempo di recupero, tenendo conto di tutti i flussi finanziari, è pure favorevole all'investimento B e conferma ancora questo orientamento.

Come è ovvio, i casi concreti non presentano sempre la suddetta concordanza dei criteri di valutazione. La Tabella 13 a pag. 58 presenta le principali regole

**Tabella 12**  
**Tabella riassuntiva**

	<b>Soluzione A</b>	<b>Soluzione B</b>
Costo dell'impianto	4,6 miliardi	5,4 miliardi
NPV al tasso agevolato	1,52 miliardi	2,93 miliardi
NPV rettificato	3,998 miliardi	6,819 miliardi
IRR	12,35%	16,63%
Pay Back Period	7 anni	6 anni
IRA	1,53	1,88
IRA rettificato	2,33	2,95

quindi utile apprezzare se il NPV più elevato sia dovuto alla maggior consistenza dell'investimento o alla sua migliore efficienza.

I dati ottenuti dimostrano che il progetto A, a fronte di una unità monetaria investita, libera 1,53 o 2,33 unità (a seconda del criterio adottato); il progetto B, a fronte di una unità monetaria investita, libera 1,89 o 2,95 unità. Anche questo criterio suggerisce la scelta dell'investimento B, pur di dimensione più elevata ma più idoneo relativamente ai fabbisogni di energia. È evidente che la convenienza finanziaria dell'investimento è molto pronun-

di scelta da adottare nel caso in cui i criteri confliggano. In tali ipotesi la scelta sarà chiaramente meno netta rispetto al caso proposto. Nella Tabella si indica  $A > B$  quando il singolo criterio risulta a vantaggio dell'investimento A rispetto a quello B.

Come si può notare, la Tabella suggerisce di scegliere l'investimento basandosi principalmente sul valore attuale netto, corrispondente al valore creato. Quando, tuttavia, gli investimenti alternativi comportano esborsi iniziali molto diversi è utile verificare l'efficienza dell'investimento, mediante l'indicatore

**Tabella 13**  
**Regole di scelta**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
NPV	B > A	A > B	B > A	A > B
IRR	B > A	B > A	A > B	A > B
Pay Back	B > A	B > A	B > A	B > A
Investimento da scegliere	L'investimento B è da preferire secondo ogni criterio. B genera più valore ed è anche meno rischioso.	A è da preferire perché genera più valore ma è anche più rischioso, in termini di tempi di rientro e di capacità di sopportazione di un alto costo del capitale.	B è da preferire perché genera più valore ed è di rientro più rapido. Sopporta tuttavia con più difficoltà un innalzamento del costo del capitale.	A è da preferire ma B ha un rientro più rapido.

IRA, ed è possibile scegliere un investimento di dimensione più contenuta ma particolarmente efficiente.

### Conclusioni

La tecnologia della cogenerazione presenta indubbi vantaggi, non solo dal punto economico, ma anche di valenza ambientale, legato alle minori emissioni e maggiore efficienza nella produzione di energia. Una centrale di cogenerazione può essere modulata per soddisfare efficacemente molteplici esigenze, sia industriali sia del terziario. L'analisi della convenienza tecnica ed economica richiede un attento strumento di valutazione. Mentre gli aspetti tecnici sono validamente esaminati sia dalla ditta costruttrice che dal responsabile di produzione, l'aspetto finanziario viene talvolta trascurato o non considerato adeguatamente. È invece utile trovare conferma sotto questo profilo, anche per

lo specifico caso, della convenienza arrecata dalla nuova tecnologia.

Questo contributo ha voluto evidenziare le problematiche sottostanti alla valutazione, ed esporre un idoneo modello di analisi da utilizzare in numerosi casi. È utile sottolineare l'importanza della scelta del tasso di sconto e anche la possibilità di considerare il reimpiego delle risorse ad un tasso diverso del tasso implicito dell'operazione. La soluzione da noi suggerita di utilizzare il ROI dell'azienda non è concettualmente perfetta ma permette di assumere un significativo riferimento per la valutazione.

### Note

1) Scott A. Spiewak - Larry Weiss, *Cogeneration and Small Power Production Manual*, Farimont Press, 1997.

2) Per una descrizione dettagliata di questa nuova tecnologia si veda: Marco Pietropoli, *La cogenerazione*

asservita alla refrigerazione: un esempio pratico, Jenbacher Energiesysteme, Jenbach, Austria.

3) Vedi Giovanni Antonello, *Quando conviene avere un impianto di cogenerazione*, Istituto Ricerca Internazionale, 4 marzo 1998

4) *Le imposte comunali e provinciali citate si applicano fino al limite massimo di 200.000 KWh di consumo mensile.*

5) *Le tre tabelle sono state presentate al pubblico e riscontrabili in: Atti dal convegno "Cogenerazione: gestire efficacemente la scelta di autoproduzione", promosso dall'Istituto di Ricerca Internazionale, Milano, 4/03/1998. Giovanni Antonello, Soc. Centro Energia, Noale (VE), già citato.*

6) *Calcolato nel modo seguente:*  
 $d = (b - a) * c.$

7) *Calcolato nel modo seguente:*  
 $(e / d).$

8) *Viene usualmente denominata F1 la fascia dalle 8,30 alle 10,30 e dalle 16,30 alle 18,30 dei giorni feriali invernali; F2 dalle 6,30 alle 8,30, dalle 10,30 alle 16,30, dalle 18,30 alle 21,30 dei giorni feriali invernali e dalle 8,30 alle 12,00 dei giorni feriali estivi, escluso agosto; F3 dalle 6,30 alle 8,30 e dalle 12,00 alle 21,30 dei giorni feriali; F4 i restanti periodi.*

9) *L'andamento del fabbisogno di vapore dello stabilimento evidenzia un assorbimento variabile a seconda delle ore del giorno e della sta-*

*gione, tuttavia esiste una base costante di consumi per tutto il periodo dell'anno di circa 6 ton/b nel periodo invernale e di 3,5 ton di vapore durante il periodo estivo.*

10) *Come si può notare, l'azienda è fra quelle 500-600 aziende che dal mese di febbraio 1999 possono approvvigionarsi dal mercato libero dell'energia.*

11) *Importo così calcolato: 3.700 lire/KWe installato al mese.*

12) *In questo calcolo non si è tenuto conto dell'eventualità che l'eccedenza di energia prodotta venga acquistata dall'Enel mediante la convenzione ex CIP 6/96.*

13) *I calcoli qui presentati sono elaborati dal software "Easy Cogen", ottenibile in versione demo all'indirizzo Internet: <http://members.it.tripod.de/Lanzavecchia/software.html>*

14) *Si è pensato che la discesa del prezzo del metano, sia nell'ambito del mercato delle materie prime, sia per effetto della prossima liberalizzazione del mercato italiano, venga mitigato dalla crescente imposizione fiscale.*

15) *Legge n. 1329/65.*

16) *Qui si ipotizza che il tasso di reimpiego delle risorse avvenga al ROI (medio). Tuttavia sarebbe più logico e coerente che esse avvengano all'IRR dell'impresa, valutata come se fosse un investimento "globale".*

# AF

ANALISI  
FINANZIARIA

N° 35 - 3° Trim. 1999

Il giornale degli  
analisti finanziari

Come abbonarsi:  
l'abbonamento decorre dal  
gennaio di ciascun anno.  
L'abbonamento oltre il mese di gennaio  
comperta l'invio degli arretrati.

Abbonamento 1999  
(4 fascicoli)

Italia: Lit. 180.000

Estero: Lit. 240.000

Numeri arretrati:

Lit. 70.000 cad.

Le richieste vanno indirizzate a:

IFAF srl

Largo I. Schuster 1

20122 Milano,

tel.: 02/72002170

app.: 02/72001199

fax: 02/72002186

allegando assegno bancario

o circolare non trasferibile

intestato a IFAF srl, oppure

ricevuta di versamento sul

o/c postale n° 16954208

intestato a IFAF srl.

L'abbonamento non disdetto  
con semplice lettera entro  
il 31 dicembre 1999 si intende  
rinnovato per il successivo  
anno. I numeri mancanti devono essere  
richiesti entro 6 mesi dalla pubblicazione  
(fine trimestre solare).

Spedizione in abbonamento postale

Comma 26/Art. 2 - Legge 549/95.

Autorizzazione filiale P.T. di Varese Reg.

Trib. MI 146 del 23/02/1989.

Periodico trimestrale

Stampa:

Grafica Olona mc

Via A. De Gasperi, 91

21057 Olgiate Olona (VA)

Impaginazione

ed elaborazione elettronica dati:

David Bonisone

Justin Pettit - Richard Greco, Jr.

### Il market risk premium ed il costo del capitale

Premessa. Sommario. Introduzione. Risk free non vuol dire riskless. Market risk premium inferiori. Il periodo storico più rilevante. Volatilità convergenti. Migrazione del rischio. Scegliere un numero qualsiasi. Alcuni punti aperti. Valori di mercato o di libro per la determinazione delle ponderazioni all'interno del WACC? Tassi a lungo o a breve per la stima del rendimento privo di rischio? Si possono scegliere tassi soglia di riferimento per il costo del capitale? L'utilizzo di premi azionari internazionali.

Conclusioni..... pag. 4

Claudia Lanteri

### Il cash management internazionale

1. Introduzione. 2. Riorganizzazione aziendale. 3. Trattamento dei flussi di ritorno in modo automatico (riconciliazione, imputazioni contabili ecc.). 4. Utilizzo dei sistemi di incasso e pagamento più convenienti in termini di efficacia (costi, valute ecc.) e cioè RIBA, LCR, LASTSCHRIFT, IEF in luogo di bonifici. Conoscenza dei mercati europei. 5. Utilizzo dell'MT940 per l'estratto dei conti aperti presso banche estere e dell'MT101 per ordinare girofondi (se ritenuti sufficienti per la propria tesoreria e se non si ritenga più efficace un servizio di banca internazionale). 6. Utilizzo dei servizi bancari necessari per avere una visione globale dei problemi di tesoreria (cash pooling, sweeping, cross border pooling ecc.). Aggiungere qualcosa. Dove lo metto? L'ottica aziendale. Obiettivi. Premesse operative. Soluzioni. Struttura del cash pooling Italia. Struttura del cash pooling Londra. Allegati. A) Banche nazionali. B) Banche internazionali. C) Fornitori di software bancario. D) Fornitori di software di cash management. E) Fornitori di ERP. F) Reti interbancarie. G) Rete Internet..... pag. 24

Giulio Tagliavini - Alberto Lanzavecchia

### Gli impianti di cogenerazione di energia:

#### uno schema di analisi economico-finanziaria

Premessa. Gli impianti disponibili. Come impostare l'analisi energetica. Come impostare l'analisi economica. Uno schema di analisi finanziaria. Analisi del caso CoGen. 1. Analisi energetica. 2. Analisi economica. 3. Analisi finanziaria.

Conclusioni..... pag. 39

Alessandro Danovi

### I piani di opzioni di acquisto

#### di azioni a favore di dipendenti

1. Premessa. 2. La situazione italiana. 3. Il quadro normativo di riferimento. Aspetti civilistici. 4. Trattamento previdenziale. 5. Trattamento tributario. 6. Fattispecie particolari. 7. Piani di opzione e performance aziendale. 8. Caratteristiche dei piani di opzione. 9. Modalità di realizzazione. 10. Caratteristiche delle opzioni. 11. Conclusioni..... pag. 60

Filippo Reimi

### Fusioni e trasformazioni nel settore bancario. Il caso Biverbanca

Evoluzione del settore bancario. La Legge Amato (n. 218/1990). Il decreto legislativo n. 481 del 14/12/1992. Le fondazioni. L'origine. Breve percorso storico-legislativo. Natura giuridica delle fondazioni bancarie. Modifiche statutarie apportate dalla Direttiva Dini. Le fondazioni bancarie: una transizione in atto. Le fondazioni bancarie verso la riforma (Ddl Camera 16/12/1998). La vigilanza. Le attuali esigenze del settore bancario. La fusione tra le Casse di Risparmio di Biella e Vercelli. Sintesi storica dei due istituti. La fusione vera e propria. Vantaggi e svantaggi derivanti dalla fusione. Struttura della raccolta Biverbanca. Raccolta complessiva. Banca Commerciale Italiana. Cenni storici. Attività del gruppo Banca Commerciale Italiana. L'attività bancaria in Italia del gruppo Comit. Gli attori. 1) Banca Commerciale Italiana. 2) Biverbanca. 3) Cariplo. Cronologia. Analisi dei tempi. Approccio. Obiettivi. Il prezzo. Gli influenzatori. Le tre banche in numeri. Conclusioni..... pag. 82

Alessandro Cutolo

### Concentrazioni bancarie e mercati finanziari:

#### riflessioni sull'esperienza italiana

Conclusioni..... pag. 131



Questo periodico è associato  
alla Unione Stampa  
Periodica Italiana