

# Key Performance Indicators e stima del target price

Valentina Sossi

Marco Aprea

Daniele Ena

Tarald Kvam

Ugo Tocci

## Introduzione

I recenti sviluppi nelle tecniche di controllo aziendale hanno posto l'enfasi sulla tematica della creazione di valore come misura di efficienza e redditività dell'azienda. I modelli sviluppati per queste finalità cercano di comprendere quali processi generino l'apprezzamento dell'azienda (e quindi maggiori ritorni per gli azionisti), e quali leve il management possa controllare, per garantire una redditività superiore al costo delle fonti di finanziamento.

Nei modelli di "controllo valore" troviamo due grandi distinzioni: da un lato, vi sono quelli che partono da dati reddituali, come il modello EVA Bennet Stuart; dall'altro, quelli che si focalizzano maggiormente sulla capacità futura dell'azienda di generare flussi di cassa. Sebbene, in teoria, i due approcci conducano agli stessi risultati, vi sono differenze sostanziali dovute alle ipotesi su cui ciascun approccio si fonda.

I modelli più recenti puntano ad incrementare la complessità ed il numero delle variabili considerate, accostando a quelle reddituali anche le finanziarie e operative per meglio comprendere gli apporti delle diverse gestioni (operativa, finanziaria, tesoreria) al valore creato.

Il modello qui sviluppato ha cercato di stabilire un nesso quantitativo tra le performance industriali di un'impresa integrata nel settore oil&gas e il fair value dei propri titoli azionari.

Attraverso un modello di creazione di valore basato su cash flow, si è simulato l'impatto sui flussi di cassa di variazioni di indicatori industriali (in seguito denominati KPI: *key performances indicators*), si sono considerate le ripercussioni sul valore globale dell'impresa e, di conseguenza, sul valore stimato dai mercati finanziari.

Questo lavoro presenta un peculiare carattere di novità – rispetto alla maggior parte dei modelli di stima del valore – dovuto alla decisione di considerare l'effetto di variabili tecnico-industriali, piuttosto che quelle reddituali o finanziarie (utilizzate soprattutto nei modelli tipo EVA). L'obiettivo dell'analisi, infatti, è quello di comprendere il nesso tra performance operative e finanziarie, in modo da offrire al management uno strumento per indirizzare le proprie decisioni in una logica di creazione di valore.

Questo lavoro è stato eseguito in collaborazione e con l'assistenza dell'ufficio di Controllo Valore di ENI Corporate; un sentito ringraziamento va al dott Barbiero, coordinatore del progetto, al dott. Stanghellini, che dirige l'ufficio di Controllo del Valore, alla dott.ssa Paravidino e all'ing. Stardi che ci hanno assistiti nelle fasi di progettazione, costruzione e test del modello, ed a tutti i membri dell'ufficio Controllo Valore.

Da intendersi, comunque, che ogni imperfezione o errore nel modello è esclusivamente sotto la responsabilità degli autori.

## SCELTA DEL MODELLO DI CALCOLO DEL VALORE

In sede di definizione della metodologia di calcolo del valore, si sono considerate numerose alternative: price/earning ratio, performance storiche dei prezzi di mercato, economic value added method (EVA), analisi di cash flow, etc.

Esaminati i vantaggi e gli svantaggi relativi di ciascuna, si è optato per un modello di calcolo di tipo finanziario.

Modelli di natura contabile sono sembrati, infatti, soggetti ad interferenze da parte della normativa fiscale e della politica di bilancio che ne avrebbero pregiudicato la capacità di esprimere la reale performance economica dell'impresa.

D'altra parte, la metodologia EVA, pur identificando chiaramente le determinanti del valore creato, poteva risultare difficoltosa per la necessità di apportare rettifiche a numerose poste di bilancio.

Si è deciso, in ultima analisi, di seguire il criterio del valore attuale netto su cui si basa generalmente la valutazione economica degli investimenti, il migliore *driver* per la valutazione di una strategia di crescita.

Si è utilizzata la tecnica definita, *discounted cash flow*, che misura la creazione di valore attraverso la capacità di generare flussi finanziari attualizzati ad un opportuno tasso di sconto.

Tra le molte metodologie di valutazione finanziaria è stata scelta la formula con il *terminal value*.

Quest'ultima è costituita dalla somma di due differenti valori: il primo, costituito dall'attualizzazione dei flussi durante il periodo di previsione e il secondo dal valore attuale di tutti i flussi successivi proiettati all'infinito (c.d. *terminal* o *continuing value* o "valore a regime").

La metodologia selezionata può, perciò, essere definita come *ibrida*: in parte *analitica*, perchè la previsione dei flussi avviene analiticamente anno per anno, sino a quando la stima presenta un determinato grado di attendibilità, e in parte *sintetica*, perchè per il restante periodo di vita aziendale, si ricorre ad una formulazione analoga alla rendita perpetua.

Nel caso in esame, il periodo di forecasting è di quattro anni: per i primi tre la previsione è analitica, dal quarto anno in avanti si applica il *terminal value*.

Tra le diverse tipologie di calcolo, si è scelto di valutare il capitale operativo dell'impresa, grazie alla stima dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa:

$$W_{\text{assets}} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{FCFO}_t}{(1 + \text{WACC})^t} + \frac{\text{FCFO}_{t+1}}{(1 + \text{WACC})^T (\text{WACC} - g)}$$

dove:

$W_{\text{assets}}$  = Valore del capitale operativo;

$\text{FCFO}_t$  = Flussi operativi di cassa attesi durante il periodo di previsione analitica;

WACC = Costo medio ponderato del capitale;

$\text{FCFO}_{t+1}$  = Flussi operativi di cassa attesi in T+1;

g = Tasso di crescita costante perpetuo del cash flow a partire da T+1.

Nel caso dell'ENI, società multidivisionale, si è determinato, relativamente ai dati storici e a quelli prospettici, un cash flow distinto per ogni singola divisione, E&P, G&P<sup>1</sup>, R&M, si è calcolato il suo valore e, in ultimo, sono stati sommati i risultati, per ottenere il valore totale della società.

La scelta dell'impiego del capitale operativo, invece del capitale netto, è stata motivata da due ragioni principali: si è voluta privilegiare la specificità di ciascuna area di business, nella sua componente operativa; risultava estremamente complesso calcolare il debito finanziario di pertinenza di ciascuna divisione, applicando un determinato grado di *leverage* al capitale investito.

Più nel dettaglio, si è calcolato un free cash flow, partendo dal Nopat (*net operating profit after taxes*), risommando gli ammortamenti dell'esercizio e sottraendo gli investimenti in immobilizzazioni e capitale circolante.

Per l'attualizzazione dei flussi si è applicato un tasso pari al costo medio ponderato del capitale dell'impresa (WACC), secondo la formula:

$$\text{WACC} = K_e \times E/(D+E) + K_d \times D/(D+E)$$

---

<sup>1</sup> Per le divisioni G&P (Gas and Power) e R&M (Refining and Marketing) le quattro attività sono state considerate separatamente, in sede di calcolo del cash flow e del valore finale, ed, infine, aggregate.

dove:

$K_e$  = Costo del capitale di rischio;

$K_d$  = Costo del capitale di credito;

$E$  = Capitale di rischio;

$D$  = Capitale di credito;

$(D+E)$  = Passività totali.

Per la stima di  $K_e$  si è preso come riferimento il modello del Capm (*capital asset pricing model*):

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

dove:

$r_f$  = tasso di rendimento free-risk;

$r_m$  = remunerazione media di mercato attesa dagli azionisti,  $(r_m - r_f)$  è definito anche come premio al rischio;

$\beta$  = grado di rischio specifico in relazione al grado di rischiosità medio del settore.

Per la stima di  $K_d$ , al tasso free risk si è sommato uno spread, ottenendo, così, un costo del debito al lordo dell'imposte. Al fine di tenere in considerazione l'impatto dello scudo fiscale, il passo successivo è stato quello di moltiplicare il valore trovato per il complementare dell'aliquota fiscale marginale. Il risultato è stato la determinazione di un costo del debito al netto della tassazione.

Un importante elemento nell'applicazione della formula è costituito dall'orizzonte temporale futuro al quale estendere la previsione dei flussi di cassa.

Nel caso in esame, la previsione analitica riguarda il futuro prossimo, quattro anni, in considerazione del fatto che, trascorso un certo numero limitato di anni, il forecasting non può che divenire inerziale.

In questa prospettiva, cruciale diviene, nell'ambito del calcolo del *terminal value*, la stima del coefficiente "g", il tasso di crescita applicabile a partire dal periodo T+4.

Nella prassi, per prudenza, si è soliti considerare il tasso normale di crescita di lungo termine aziendale non superiore al tasso di crescita dell'economia.

Per la valutazione di un'impresa petrolifera la soluzione diviene ancora più ardua, a causa della natura multinazionale dell'industria, dell'interdipendenza di numerosi fattori, non esclusivamente economici, del legame stretto con il prezzo dei prodotti petroliferi, variabile complessa e difficilmente prevedibile.

La soluzione adottata in questa sede è stata quella di definire un trend di crescita dei flussi di cassa futuri basato sui dati storici a disposizione e sui flussi stimati per il futuro<sup>2</sup>.

Ogni divisione ha, a tal fine, formulato specifiche ipotesi sul legame tra i rispettivi KPI e la determinazione dei cash flow finali, ponendo le basi per appropriate analisi di sensitività.

Si è seguita, quindi, una metodologia di calcolo che ha permesso di considerare opportunamente la variabile temporale, grazie alla previsione dell'andamento dei KPI e, di conseguenza, delle più importanti variabili operative, quali, ad esempio margini di contribuzione, costi ed investimenti.

Una volta determinati i valori di ogni divisione, si è proceduto alla loro sommatoria, è stato sottratto il debito ed, infine, si è diviso il valore di mercato ottenuto per il numero di titoli azionari, trovando così il *target price* dell'azione ENI.

---

<sup>2</sup> Sono state adottate ipotesi diverse per le singole divisioni: media aritmetica o media ponderata (pesi crescenti all'avvicinarsi dell'anno oggetto della previsione 0,5 per T-1, 0,3 per T-2, 0,2 per T-3)

## Refining & Marketing

Per il calcolo del valore della divisione R&M (Refining and Marketing), le due attività del business sono state esaminate separatamente in sede di stesura del cash flow, al fine di considerare in modo più adeguato l'influenza di KPI di diverso genere.

Per quanto riguarda il Refining, l'indicatore analizzato è stato "*Lavorazioni di raffineria*", l'insieme delle quantità lavorate (kt) nelle Raffinerie del circuito R&M, di proprietà del gruppo ENI.

Moltiplicando le lavorazioni per il margine unitario di raffinazione si è calcolato un margine di contribuzione totale.

Al margine di contribuzione sono stati sottratti i costi operativi per determinare il Mol e, quindi, a cascata, il Risultato Operativo, il Nopat e il Cash Flow Operativo.

Per quanto riguarda il Marketing, i KPI analizzati sono stati:

- *Vendite Rete Italia (kt)*, quantità vendute di carburanti sulla rete a marchio Agip;
- *Vendite Extrarete Italia (kt)*, quantità vendute sul mercato extrarete totale delle vendite di gasoli, oli combustibili, benzine, Gpl, jet fuel, petrolio, lubrificanti, bitumi, pitch, pet-coke ed altri;
- *Vendite Rete Europa (kt)*, quantità vendute di carburanti sulla rete del gruppo ENI in Europa;
- *Quota di mercato Rete*, quota di mercato del gruppo Eni per i prodotti venduti sulla rete a marchio Agip in Italia;
- *Quota di mercato Extrarete*, quota di mercato del gruppo Eni per i prodotti venduti extrarete in Italia.

Tutti questi indicatori si riferiscono a grandezze fisiche (kt), e sono stati utilizzati per il calcolo del margine di contribuzione totale.

Le quota di mercato rete ed extrarete si ricavano direttamente dai KPI vendite rete ed extrarete Italia, rapportati ai consumi nazionali dell'intero mercato.

Sono state formulate alcune ipotesi per la previsione dei KPI e delle altre variabili relative agli anni futuri. In particolare:

- ➔ tutti gli indicatori fisici o volumetrici crescono nei quattro anni di forecast ad un tasso di crescita medio, pesato per i tassi di crescita dei tre esercizi precedenti, con pesi 0,5: 0,3 e 0,2;
- ➔ tutti i costi di acquisto e produzione crescono negli anni di forecast come indicato al punto precedente;
- ➔ è stata stabilita una aliquota di ammortamento del 5% annuo, giudicata congrua, considerando la dimensione degli investimenti nei due settori;
- ➔ è stata suggerita un'aliquota di imposta media del 35% che tenesse in considerazione l'imposta sul reddito (IRE) e l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP);
- ➔ non sono state effettuate ipotesi di crescita riguardo il Capitale Circolante Netto (CCN). A tal proposito, essendo il CCN costituito da debiti e crediti commerciali, si è stabilito che il periodo medio di pagamento fosse uguale al periodo medio di incasso.

## Exploration & Production

Il cash flow della divisione E&P è determinato fondamentalmente dal prezzo del petrolio, mentre i volumi, i costi operativi e gli investimenti hanno una variabilità limitata nel tempo (isteresi). Per questo motivo, si è lasciata all'utilizzatore l'inserimento dei prezzi anche per gli anni futuri, visti i fallimenti predittivi anche delle modellistiche più complesse ed il peso che questa variabile ha nella previsione dei flussi di cassa futuri.

Per contro, le previsioni di investimenti, costi e produzioni sono tra loro strettamente collegate e determinate dai livelli passati e, quindi, vengono inserite come previsione tramite una semplice regressione.

I KPI considerati nella divisione E&P sono particolarmente eterogenei ed il loro inserimento nel modello è risultato decisamente complesso visto che l'impatto sui cash flow può presentare un lag temporale anche di molti anni e visto che gli indicatori non hanno diretta influenza sui flussi monetari o reddituali. Questi problemi sono stati superati tramite una serie di ipotesi che verranno esplicitate di volta in volta nell'esame dei singoli indicatori.

In generale, possiamo dividerli in tre categorie:

1. KPI a impatto sui costi operativi

In questa categoria rientrano i costi operativi per barile e i lifting costs ed una loro variazione si ripercuote direttamente sul MOL.

LIFTING COSTS: sono definiti come  $(OPEX + Royalties)/produzione\ equity$ . Questo KPI misura l'incidenza dei costi variabili (costi di estrazione + costi di trasporto + assicurazioni + workover) su barile *equity* estratto, e variano a seconda delle condizioni operative dei vari giacimenti su cui l'azienda opera e sulle diverse clausole contrattuali. Possono essere inseriti direttamente nel modello, altrimenti calcolati a partire dalle singole voci  $OPEX/produzione\ equity$  e  $royalties/produzione\ equity$ .

OPEX: sono i *costi operativi su barile estratto*. E' una misura di efficienza tecnica spesso usata come *benchmark* tra le compagnie petrolifere. Risente fortemente delle varie situazioni operative dei giacimenti per cui, una compagnia che opera in aree particolarmente difficili avrà valori maggiori, pur non essendo necessariamente meno efficiente dei suoi *competitor*.

COMMERCIAL SUCCESS RATIO: *Numero di pozzi di successo/numero di pozzi esplorativi*. E' un indicatore grezzo dell'efficacia esplorativa, dato che non considera le effettive quantità e qualità di idrocarburi ritrovati. E' stato inserito nei costi esplorativi per permettere la divisione tra costi esplorativi con successo o con insuccesso in quanto queste diverse grandezze hanno un trattamento contabile diverso e partecipano nella determinazione di altri KPI (*cash flow per barile*)

## 2. KPI a impatto sugli investimenti

Questa categoria raccoglie indicatori che rendono conto della produttività tecnica degli investimenti effettuati. Il loro andamento è determinato da quanto gli investimenti effettuati in esplorazione e/o sviluppo si traducono in aumento delle riserve. Anche questi indicatori vengono utilizzati per confrontare l'abilità tecnica tra le varie compagnie petrolifere; tuttavia bisogna considerare come questi investimenti possano portare a risultati solo dopo diversi anni, determinando, per il breve periodo, una difficile influenzabilità delle variabili coinvolte e significatività di questi indicatori (per questo motivo spesso questi KPI sono mediati su periodi di tre anni).

Inoltre, le variabili che influenzano questi indicatori sono fortemente influenzate dai prezzi del petrolio, per cui in periodi di bassi prezzi, in cui si intraprendono solo investimenti a ritorno sicuro e che richiedono meno capitali, il loro valore è minore, pur non riflettendo effettivamente una migliore performance delle capacità della compagnia.

Questi KPI sono stati inseriti nel modello come determinanti dell'uscita di cassa per investimenti tecnici: l'ipotesi che sta alla base di questa decisione è che, per sostenere certi ritmi produttivi, una compagnia necessiti di meno investimenti (e quindi meno uscite di cassa) se più efficiente. Tutti i KPI degli investimenti sono fortemente collegati per la presenza di sovrapposizioni nel tipo di investimenti considerati, per cui concorrono congiuntamente alla determinazione delle varie voci di investimenti tecnici e di acquisizioni di riserve.

FINDING AND DEVELOPMENT COST: è il costo di esplorazione e sviluppo per ogni barile aggiunto alle riserve:  $(\text{Investimenti in esplorazione} + \text{Investimenti di sviluppo} + \text{acquisti di riserve non provate}) / \text{Riserve provate addizionali}$ . Sono escluse le acquisizioni di riserve provate per cui è più focalizzato su performance tecniche distintive dell'azienda.

RESERVES REPLACEMENT COSTS:  $(\text{Investimenti in esplorazione} + \text{Investimenti di sviluppo} + \text{acquisti di riserve provate e non provate}) / \text{Riserve provate addizionali}$ . E' il costo medio di investimento per barile aggiunto alle riserve e misura l'efficienza degli investimenti per iscrivere nuove riserve a libro.

DISCOVERY COSTS (finding costs): questo KPI è centrato sull'efficienza degli investimenti esplorativi:  $(\text{Investimenti in esplorazione} + \text{acquisti di riserve non provate}) / \text{Riserve provate addizionali}$

### 3. KPI a impatto sulle performance di lungo termine

Questa classe di KPI è stata quella che ha presentato i maggiori problemi di modellizzazione. Sebbene, infatti, in questa categoria rientrano indici di fondamentale importanza per il successo e la sostenibilità di profitti di una compagnia petrolifera (*life index*, *tasso di sostituzione di riserve prodotte*), tali variabili non si traducono direttamente in variazioni reddituali o di flussi di cassa, per cui sono difficilmente inseribili nei modelli di misura di valore. Inoltre, le variabili qui considerate esplicano i loro effetti solo nel medio-lungo termine

visto che dipendono fortemente dagli investimenti esplorativi (che hanno tempi lunghi e portano a risultati aleatori solo dopo diversi anni) e che causano variazioni dei cash flow lentamente e lungo archi temporali ampi.

Indubbiamente, i mercati scontano questi dati nella determinazione di un target price delle azioni, di solito in base ad un'analisi qualitativa o di “*sentiment*” che lascia spazio a considerazioni personali.

In questa sede si è cercato di formalizzare queste considerazioni e di collegarle a variabili di cassa di breve periodo, anche se questo ha portato all'assunzione di diverse ipotesi semplificatrici, che verranno di volta in volta indicate trattando dei singoli KPI.

RESERVES REPLACEMENT RATIO: (*Riserve addizionali iscritte a libro nell'anno provenienti da estensioni, nuove scoperte, revisioni, recuperi assistiti, acquisti e vendite*)/*Produzione equity*. Indica la capacità dell'impresa di sostituire la sua produzione corrente con la scoperta di nuove riserve. Valori ripetutamente inferiori al 100% possono compromettere la sostenibilità dei livelli produttivi negli anni futuri.

Per questo indicatore si è ovviato al problema della sua conversione in flussi di cassa nel lungo periodo invertendo il nesso causale tra la sua variazione, la produzione annuale di petrolio e le estensioni di riserve ottenute con gli investimenti esplorativi: dati livelli produttivi costanti, la sua riduzione si traduce in una minore quota di investimenti esplorativi sostenuti nell'anno.

Salvo la verifica dell'effetto di determinate politiche di aumento o riduzione di riserve, per gli anni di *forecast* si consiglia di inserire valori pari a 100 indicando, così, una sostenibilità perfetta, in accordo con un trend di crescita della produzione.

LIFE INDEX: numero di anni per cui la compagnia può sostenere gli attuali ritmi produttivi: *Riserve provate a fine anno/produzione equity*. Indici troppo bassi (<10 anni) possono indicare un eccessivo declino delle riserve e, di conseguenza, della sostenibilità della produzione e dei ricavi; in tal caso, è presumibile una riduzione dei flussi di cassa futuri o a causa della riduzione dei ricavi, o a causa

della necessità di investire fortemente in esplorazione. Viceversa, valori troppo alti sono interpretati come un'incapacità della compagnia di sfruttare le riserve di cui dispone.

Per l'inserimento di questo indicatore, sono state vagliate due alternative: la prima consisteva nel legarlo alla sostenibilità del trend di produzione; tale scelta, tuttavia, avrebbe comportato uno sviluppo del modello su molti anni futuri, con la necessità di introdurre numerose ipotesi su investimenti ed acquisizioni.

La seconda, quella scelta, prevedeva di legare il trend del life index al tasso di crescita atteso in futuro per la Compagnia. Sebbene, anche in questo caso si sia ricorsi ad un'ipotesi forte (la determinazione di un peso che influenza il tasso di crescita del cash flow rispetto alla dinamica del life index), questa è sembrata la soluzione migliore per semplicità e coerenza.

## EniPower

La sezione Power fa riferimento alla divisione G&P del Gruppo ENI ed, in particolar modo, ad Enipower S.p.A. società controllata interamente dal Gruppo, la quale, a sua volta, partecipa Enipower Trasmissioni S.p.A ed Enipower Trading S.p.A, entrambe al 100%.

I KPI della sezione Power sono sei, di cui tre volumetrici o fisici e tre economici:

- 1) Volumi venduti di energia elettrica;
- 2) Volumi acquistati di energia elettrica;
- 3) Volumi prodotti di energia elettrica equivalente;
- 4) Prezzi medi di vendita di energia elettrica;
- 5) Costi di produzione unitari;
- 6) Utile operativo netto unitario.

La formula del primo KPI è:

$$\text{volumi venduti di E.E.} = \text{volumi di E.E. venduti ai clienti di sito} + \text{volumi di E.E. venduti al GRTN} + \text{volumi di E.E. venduti ai clienti del mercato libero} + \text{volumi di E.E. venduti in Borsa}$$

E' un indicatore rappresentativo delle vendite nei diversi canali ed è misura della strategia commerciale di penetrazione del mercato libero.

La formula del secondo KPI è:

$$\text{volumi acquistati di E.E.} = \text{volumi di E.E. importata} + \text{volumi di E.E. acquistata da Terzi (GRTN)}$$

E' un indicatore rappresentativo degli acquisti di E.E. all'esterno ed è misura della convenienza della politica di approvvigionamento.

La formula del terzo KPI è:

$$\text{volumi prodotti di E.E. equivalente} = \text{volumi prodotti di E.E.} + (\text{volumi di vapore prodotto}) * 0,22$$

E' un indicatore rappresentativo della produzione di E.E. e di vapore, valutato come E.E. equivalente secondo il parametro di equivalenza exergetico. A tal proposito, è necessario ricordare che Enipower si occupa di due linee di business: la generazione e vendita di energia elettrica e la produzione e cessione di vapore. Per convertire il vapore in energia elettrica equivalente (*exergia*) è necessario moltiplicare il volume di vapore per il coefficiente di equivalenza exergetica ( 0,22 ).

La formula del quarto KPI è:

$$\text{prezzi medi di vendita di E.E.} = \text{valore medio mensile}$$

E' un indicatore rappresentativo dell'andamento dei prezzi di vendita nei quattro diversi canali distributivi. I prezzi vengono confrontati con il CT (componente termica definita dall'Autorità dell'energia elettrica e del gas e aggiornata trimestralmente), che esprime la dinamica di variazione dei prezzi di un paniere di combustibili. Recentemente, il CT è stato sostituito dal PGN (.....) pari al CT + costi fissi.

La formula del quinto KPI è:

$$\text{costi di produzione unitari} = (\text{costi variabili} + \text{costi fissi cash}) / (\text{E.E. prodotta} + \text{E.E. equivalente})$$

E' un indicatore rappresentativo del rapporto tra costi variabili e costi fissi di produzione e la produzione di energia elettrica. Tra i principali costi variabili vi sono i costi di acquisto di combustibili, di *utilities* e di *chemicals*; tra i costi fissi sono presenti i costi di manutenzione, il costo del lavoro, i costi fissi di sede ed altre prestazioni.

La formula del sesto KPI è:

$$\text{utile operativo netto unitario} = (\text{fatturato} - \text{costo del venduto} - \text{costo del lavoro} - \text{costi fissi} - \text{ammortamenti}) / (\text{E.E. prodotta} + \text{E.E. equivalente} + \text{E.E. acquistata})$$

E' un indicatore che esprime la redditività operativa per unità di energia equivalente venduta.

All'interno del rendiconto finanziario di divisione tali indicatori sono stati collocati nel modo seguente: nei ricavi di vendita sono stati inseriti il primo KPI ed il quarto in seguito ad una opportuna divisione tra i ricavi di vendita di E.E. e quelli derivanti dalla vendita di vapore.

Nella sezione costi sono stati inseriti il secondo, il terzo ed il quinto KPI; i costi operativi della divisione sono stati successivamente separati in costi di acquisto di energia elettrica da Paesi stranieri, come la confinante Francia, e costi di acquisto di E.E. dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale). Tali costi sono stati moltiplicati, poi, per i relativi volumi di E.E. acquistati dai due differenti fornitori.

Per quanto concerne, invece, i costi di produzione di energia elettrica e vapore, sono stati moltiplicati per i volumi prodotti di E.E. equivalente.

Infine, l'ultimo indicatore è stato collocato nella parte relativa al reddito operativo ed è stato calcolato dividendo la differenza tra ricavi, costi ed ammortamenti della gestione caratteristica per i volumi di energia elettrica prodotti ed acquistati.

Sono state fatte alcune ipotesi circa le previsioni del periodo da T+1 a T+4 quali:

- ➔ tutti gli indicatori fisici o volumetrici crescono nei quattro anni di forecast ad un tasso di crescita medio, pesato per i tassi di crescita dei tre esercizi precedenti, con pesi 0,5: 0,3 e 0,2;
- ➔ tutti i costi di acquisto e produzione, ad eccezione dei costi fissi cash, crescono negli anni di forecast come indicato al punto precedente;
- ➔ tutti i prezzi medi di vendita di E.E. in ogni canale distributivo ed i prezzi medi di vendita di energia nel forecast crescono ad un tasso di inflazione costante nel tempo e pari al 2%;
- ➔ i costi fissi cash crescono come indicato al punto precedente, in quanto non correlati all'andamento dei prezzi delle materie prime, bensì al tasso di inflazione al quale vengono indicizzati stipendi e salari che costituiscono il peso maggiore all'interno di questa categoria;
- ➔ non è stata stabilita alcuna aliquota di ammortamento a causa della atipicità e complessità degli impianti di generazione elettrica;
- ➔ è stata suggerita un'aliquota di imposta media del 38% che tenesse in considerazione l'imposta sul reddito (IRE) e l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP);
- ➔ non sono state effettuate ipotesi di crescita riguardo il Capitale Circolante Netto (CCN) per semplicità, in quanto l'energia elettrica ha la peculiarità di non poter

essere immagazzinata. A tal proposito, essendo il CCN costituito da debiti e crediti commerciali, si è stabilito che il periodo medio di pagamento fosse uguale al periodo medio di incasso.

## Gas

La sezione Gas fa riferimento alla divisione G&P del Gruppo ENI, la quale opera nel mercato domestico (Italia) ed europeo, nel quale sta attuando una strategia di crescita.

I KPI della sezione Gas sono dieci, di cui quattro volumetrici, quattro relativi margini di contribuzione e due relativi alle quote ENI di immissione in rete e vendita al mercato finale:

- 1) Volume venduto Italia;
- 2) Volume venduto estero - commercializzato;
- 3) Volumi venduto Europa per Italia;
- 4) Volume estero Attività Integrate;
  
- 5) Margine di contribuzione unitario Italia;
- 6) Margine di contribuzione lordo unitario Italia;
- 7) Margine di contribuzione unitario Estero commercializzato;
- 8) Margine di contribuzione unitario Europa per Italia;
  
- 9) Quota ENI immissione in rete;
- 10) Quota ENI vendita mercato finale.

La formula del primo KPI è:

*Volume venduto Italia = volume di gas ai clienti grossisti + volume di gas venduto ai clienti Finali Industriali + volume di gas venduto ai clienti finali Termoelettrici + volume di gas venduto ai clienti finali residenziali.*

E' un indicatore rappresentativo delle vendite nei diversi canali, della quota di mercato Italia e della composizione del portafoglio clienti.

La formula del secondo KPI è:

*Volume venduto estero = volume di gas venduto all'estero nel singolo paese.*

Comprende essenzialmente: Spagna, Svizzera, Turchia, UK, Norvegia, Ungheria.

La formula del terzo KPI è:

*Volume venduto EUXIT = volume di gas venduto al singolo cliente che lo importa in Italia.*

E' un indicatore rappresentativo dei principali nuovi entranti nel mercato Italia.

La formula del quarto KPI è:

*Volume estero A.I. = volume di gas venduto all'estero dalle singole società*

Comprende essenzialmente GVS (Germania), GALP (Portogallo), UNION FENOSA GAS (Spagna), TIGAZ (Ungheria). E' una misura della strategia commerciale di espansione all'estero.

La formula del quinto KPI è:

*Margine di contribuzione unitario Italia = (prezzo medio unitario – costo medio unitario)*

E'un indicatore rappresentativo del margine di contribuzione medio unitario associato ai volumi di gas venduti in Italia. Calcolato come (prezzo – costo materia prima – costo trasporto estero – costo trasporto Italia – costo stoccaggio).

La formula del sesto KPI è:

*Margine di contribuzione lordo unitario Italia = (prezzo medio unitario – costo materia prima)*

E' un indicatore che definisce il differenziale tra i ricavi e il costo della materia prima valorizzata al costo medio ponderato. Viene calcolato su base trimestrale.

La formula del settimo KPI è:

*Margine di contribuzione unitario Estero commercializzato =  $(\sum MdCu \text{ paese } x \text{ volume paese}) / (\sum \text{volumi paesi})$*

Calcolato come (prezzo – costo materia prima – costo trasporto estero). Esprime la redditività dell'espansione sui mercati esteri.

La formula dell'ottavo KPI è:

*Margine di contribuzione unitario EUXITA = (prezzo medio unitario – costo medio unitario)*

Margine di contribuzione associato ai volumi di gas venduti in Europa a clienti che lo importano in Italia.

La formula del nono KPI è:

*Quota ENI immissione in Rete = (volume immesso - autoconsumi)/(consumi nazionali- autoconsumi)*

Quota di competenza ENI (al netto dei suoi autoconsumi) rispetto ai consumi nazionali, relativa all'immissione di gas naturale nel Sistema Trasporto Italia. Questa deve essere inferiore al limite fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che scenderà dal 75% (2002) al 61% (2009) con un decremento annuo del 2%.

La formula del decimo KPI è:

*Quota ENI vendita mercato finale = (vendite mercato finale - autoconsumi)/(consumi nazionali- autoconsumi)*

Quota di competenza ENI (al netto dei suoi autoconsumi) rispetto ai consumi nazionali, relativa alle vendite di gas ENI al mercato dei clienti finali. Questa deve essere inferiore al limite fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: 50% dal 2003.

All'interno del rendiconto finanziario di divisione tali indicatori sono stati collocati nel modo seguente: i margini di contribuzione unitari sono stati moltiplicati ai volumi di gas commercializzati nelle diverse aree geografiche; il margine di contribuzione del trasporto di gas è stato moltiplicato per i volumi di gas trasportati per conto dell'ENI e per conto terzi, sia in Italia che in Europa.

La liberalizzazione del mercato del gas in Italia ha vincolato L'ENI a tetti di immissione di gas in rete e di volumi venduti. Nel modello si è tenuto conto di tali limiti, al fine di non superarli e di vincolare la strategia commerciale dell'ENI in Italia.

## CONCLUSIONI

Il modello consente di effettuare un'analisi di sensitività delle variabili operative sul target price delle azioni, tramite l'impatto dei KPI sui flussi di cassa generati. Dai test condotti su valori di bilancio si è visto come le gestioni contribuiscano differentemente alla creazione di valore e quali leve abbia il management per migliorare la performance aziendale.

Inoltre, si è compreso più dettagliatamente il nesso tra performance operative e apprezzamento del valore societario.

Il modello può essere utilizzato, infine, per un'analisi previsionale di decisioni quali espansioni o uscite da determinati business.

Nell'utilizzo del modello occorre, comunque, tener presente che risultati di queste analisi sono fortemente influenzate dall'accuratezza dei dati di input e dalle ipotesi formulate circa i trend futuri in termini di tassi di crescita (ammortamenti, volumi, margini, cash flow, etc).

Il lavoro fin qui svolto può costituire la base per ulteriori sviluppi ed approfondimenti, al fine di incrementarne la sensibilità e la portata predittiva.

Le vie aperte al riguardo sono:

- Affiancamento di modelli EVA o modelli basati sui “multipli” (*multiple analysis*) per un'ulteriore verifica dei target prices raggiunti.
- Inserimento dei cash flow delle controllate Snamprogetti, Saipem e Snam Rete Gas e Polimeri Europa.
- Scomposizione dei KPI in ulteriori indici per un più completo apprezzamento di singole leve decisionali.
- Estensione dei Cash Flow operativi in Cash Flow per gli azionisti inserendo la gestione finanziaria.