

# Modello di normalizzazione dei dati

## How To Use

Filippo Donato e Giorgio Simbolotti (ENEA) – Gennaio 2018

<b>1. How-to-Use del modello: descrizione dell'input e dell'interfaccia web.....</b>	<b>2</b>
1.1. Definizione del caso.....	4
1.2. Definizione dei vettori energetici in ingresso .....	4
1.3. Prestazioni di processo.....	6
1.4. Prestazioni dell'impianto/dispositivo .....	6
1.5. Costo d'investimento, project financing, aspetti fiscali.....	7
1.6. Costi di esercizio e ricavi.....	11
<b>2. Indicatori in uscita.....</b>	<b>15</b>
2.1. Indicatori tecnico/ambientali.....	15
Ultimate Energy Intensity .....	15
Total Carbon Emission .....	15
Ultimate Carbon Emissions.....	15
2.2. Indicatori di prestazione economica .....	15
Levelized Production Cost .....	16
End Of Life Adjusted Present Value (EOLAPV).....	16
Discounted Payback Period (DPP) .....	16
Internal Rate of Return On Equity (IRROE).....	16

## 1. How-to-Use del modello: descrizione dell'input e dell'interfaccia web

Come già accennato il modello è realizzato in ambiente Excel-VBA ed è attualmente postato sulla piattaforma SIMTE in fase sperimentale. L'utilizzo del modello è accessibile a tutti gli utenti registrati come "esperti". Questi ultimi non accedono direttamente al foglio di calcolo ma operano su un'interfaccia web appositamente progettata e realizzata al fine di guidare l'utente nella compilazione dell'input al modello.

Nella configurazione attuale, il modello, pur essendo identico per tutte le tecnologie, si articola nei file Excel di seguito elencati, praticamente uno per ogni settore tecnologico nella banca dati SIMTE. La ragione di tale differenziazione risiede sostanzialmente nelle unità di misura (che peraltro sono diverse non solo da settore a settore ma anche tra le varie tecnologie afferenti allo stesso settore) ed in minime differenze tra le grandezze che caratterizzano le varie tecnologie senza tuttavia avere numericamente impatto sulla funzionalità del modello (ad esempio, l'autonomia di un veicolo o di una batteria sono grandezze che non trovano corrispondenze in altri impianti e dispositivi energetici)

- PRIMARY ENERGY.xmls per tecnologie per la produzione e trasformazione dell'energia primaria
- POWER.xmls per tecnologie per la produzione di elettricità e calore
- TRANSPORT.xmls per tecnologie del settore dei trasporti (veicoli e sistemi di trasporto)
- INDUSTRY.xmls per tecnologie del settore industriale (processi industriali)
- BUILDINGS.xmls per tecnologie del settore residenziale (riscaldamento, condizionamento, dispositivi, etc.)

Vale la pena di notare che i due file PRIMARY ENERGY.xmls e INDUSTRY.xmls sono totalmente sovrapponibili in quanto, ad esempio, una raffineria è a tutti gli effetti un impianto industriale. Come si vedrà in seguito, la diversificazione dei file sopra elencati è dovuta soltanto a questioni di comodità di lavoro.

Allo stato attuale, per agevolare l'uso del modello rispetto alla varietà di unità di misura, si è scelto di associare a ciascuno dei settori considerati un set di unità di misura di base. I dati di input del modello dovranno quindi essere forniti in tali unità di misura o in unità derivate dal set di base proposto. In pratica, per ogni dato richiesto l'interfaccia mostrerà l'unità di misura in cui fornire il dato. Tuttavia, data la grande variabilità di alcuni dati di input si è ritenuto di dover lasciare l'utente libero di modificare le unità di misura di categorie quali ad esempio i prodotti e i sottoprodotti, come pure alcune voci quali quelle relative al vettore energetico Other Energy e alla Capacità sulla quale viene parametrizzato il costo. La Tabella 1, il cui significato sarà pienamente chiarito più avanti, riassume i set di unità di base per ogni settore. I valori evidenziati sono quelli modificabili.

Per meglio spiegare la necessità di lasciare libere alcune unità di misura è possibile ricorrere ad alcuni esempi. Per quanto riguarda i parametri del vettore energetico Other Energy per il settore Power, il set di unità di misura di base comprende le grandezze tipicamente usate nella elettro-generazione da energia nucleare (es: MWd, tUO<sub>2</sub>). Tuttavia, nel caso di un impianto fotovoltaico la risorsa consumata è l'occupazione di suolo espressa dal prodotto m<sup>2</sup>\*y (superficie occupata per tempo di occupazione) così come lo è nel caso di un impianto eolico. L'energia primaria associata alla unità di risorsa consumata può essere ovviamente espressa in GJ o in altre unità di misura.

Per quanto riguarda invece la capacità, nel settore residenziale (*Buildings*), ad esempio, la taglia di molti dispositivi è espressa spesso in termini di potenza assorbita (kW). Tuttavia, per alcuni dispositivi, il costo di investimento può essere proporzionale ad altre quantità, come ad esempio la capacità di carico di una lavatrice espressa in kg, oppure la dimensione dello schermo di una TV o monitor espressa in pollici. Analogamente, il costo finale di un servizio di lavaggio fornito da una lavatrice può essere espresso per ciclo di lavaggio e il costo finale di un servizio di trasporto può essere espresso per km percorso.

ENERGY SECTOR	POWER	BUILDINGS	TRANSPORT	INDUSTRY	PRIMARY ENERGY
QUANTITY	Unit	Unit	Unit	Unit	Unit
Time	y	Y	y	Y	y
Specific CO2 emission equivalent	kgCO2e/unit of product ...	kgCO2e/unit of product ...	kgCO2e/unit of product ...	kgCO2e/unit of product ...	kgCO2e/unit of product ...
Cost of CO2 emission equivalent	€/tCO2e	€/tCO2e	€/tCO2e	€/tCO2e	€/tCO2e
CO2 process-based emission equivalent	kgCO2e/unit of product	kgCO2e/unit of product	gCO2e/ unit of product	kgCO2e/unit of product	kgCO2e/unit of product
Product	MWhe	cycle	km	t	t
By-product	MWht			MWht	MWht
Volume	m3	m3	l	m3	m3
Capacity	MW	kW	kW	t/y	t/y
Energy intensity unit for fossil fuels	GJ/ unit of product	GJ/ unit of product	MJ/unit of product	GJ/ unit of product	GJ/ unit of product
Fossil Fuel consumption	kg	kg	kg	kg	kg
Unit of fossil fuel energy content	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ
Electricity intensity	MWhe/unit of product	MWhe/unit of product	kWhe/unit of product	MWhe/unit of product	MWhe/unit of product
Thermal Energy intensity	MWht/unit of product	MWht/unit of product	MWht/unit of product	MWht/unit of product	MWht/unit of product
Other Energy Intensity	GJ/unit of product	GJ/unit of product	MJ/unit of product	GJ/unit of product	GJ/unit of product
Other Energy consumption	tUO2	kg	kg	Kg	kg
Unit of Other Energy content	MWd	MJ	MJ	MJ	MJ

Tabella 1 - Set di unità di misura base per ogni settore

Come accennato all'inizio di questo paragrafo, l'interfaccia web del modello è organizzata per schede. L'apertura delle schede o di parte di esse può essere subordinata alla risposta a semplici domande. In questo modo l'utente è guidato nell'inserimento dei parametri in ingresso e si riduce il numero di grandezze da inserire o di cui l'utente deve prendere consapevolezza. Questo approccio è finalizzato a migliorare la fruibilità del modello anche se tuttavia una minima conoscenza di base è comunque richiesta per comprendere il significato di alcuni parametri tecnici, operare ove richiesto la conversione di unità di misura e comprendere il significato di alcuni parametri economico/finanziari. Di seguito viene descritta l'interfaccia web del modello per un caso in esame e l'immissione dei dati richiesti dall'analisi.

## 1.1. Definizione del caso

All'apertura dell'interfaccia, nella prima scheda (Figura 1) viene richiesto all'utente di selezionare il settore di riferimento per definire il set di unità di misura di base (come da Tabella 1) e successivamente si richiede di inserire un breve testo di descrizione del caso e del prodotto principale. L'utente potrà a questo punto modificare liberamente le unità di misura del prodotto principale e della capacità/taglia (sulla quale è parametrizzato il prezzo del dispositivo). Qualora l'utente confermi la presenza di sottoprodotti selezionando l'apposita opzione, compariranno le richieste relative ad una breve descrizione degli stessi e l'indicazione della relativa unità di misura.

## 1.2. Definizione dei vettori energetici in ingresso

Una volta completata la scheda introduttiva, il tasto Next apre la seconda scheda (Figura 2) ove si richiede di caratterizzare i vettori energetici che alimentano il processo/dispositivo in esame. È possibile inserire fino a quattro vettori: un combustibile fossile, un input elettrico, un input termico ed un quarto vettore di altra natura (*Other Energy*) che può essere un secondo combustibile o una fonte primaria rinnovabile o nucleare.

**CASE DEFINITION**

Select sector: GENERATION AND DISTRIBUTION OF ELECTRIC AND THERMAL POWI

Please insert a short description: Roof-top 3kW PV production plant  
e.g. Roof-top 3kW PV production plant

Please insert the main product: Electricity  
e.g. Electricity

Unit of measurement of the main product: kWhe  
e.g. kWhe

Please insert the unit of measure for the plant/apparel size/capacity: kW  
e.g. kW

Are there By-Products?  
 Yes  
 No

Next

Figura 1 – Scheda iniziale del modello

## ENERGY INPUT BREAKDOWN

**Choose Energy Input Vectors:**

Fossil fuel  
 Electricity  
 Heat  
 Other

---

### Other

**Please specify:**

e.g. Solar Energy, Nuclear Energy, etc.

**Other Energy Intensity**  GJ/kWhe

**Does this input vector generate costs for its consumption or GHG emissions?**

Yes  
 No

Figura 2- Scheda vettori energetici

Per attivare un vettore energetico è sufficiente spuntare la relativa casella (si veda Figura 2): si aprirà la scheda dedicata nella quale sarà possibile inserire l'intensità energetica del vettore ed i suoi fattori di emissione di gas clima-alteranti e, per il combustibile fossile e per Other Energy, sarà inoltre possibile definire il contenuto energetico dell'input energetico immesso (ad esempio il potere calorifico inferiore per i combustibili oppure l'energia radiante incidente in un anno per unità di superficie occupata nel caso di energia solare). Nel caso la tecnologia in esame includa sistemi CCS per la cattura (e stoccaggio) della CO<sub>2</sub>, le intensità energetiche immesse dovranno essere comprensive dell'aumento che l'installazione di tali sistemi comporta.

Nel caso vengano selezionati il vettore termico e/o quello elettrico verranno inoltre richiesti i relativi fattori di emissione e le efficienze di conversione da energia primaria. Nel caso di input elettrico questo sarà dato dall'efficienza media del parco generante mentre per il calore dipenderà dalla sorgente considerata.

Nel caso vengano selezionati più vettori in ingresso, sarà chiesto all'utente di definire la variabile *Type of Energy Input* (ToEI). Questa variabile può assumere valore 1 o 2. E' richiesto il valore 1 nel caso in cui i due vettori concorrano simultaneamente alla produzione, o non sia comunque possibile separarne il contributo (es: un impianto industriale che necessita in ingresso sia di energia termica che elettrica); al contrario, nel caso in cui i diversi vettori funzionino in alternativa (es: autovettura *bifuel*) occorrerà porre ToEI=2 ed inserire le frazioni di produzione imputabili ai singoli vettori: F1q per il combustibile fossile, F2q per Other Energy, Feq per l'input elettrico e Fhq per il vettore termico.

## PROCESS PERFORMANCE

---

<b>Process-based Carbon Emissions</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	kgCO <sub>2</sub> e/kWhe
<b>Construction Carbon Emissions</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	kgCO <sub>2</sub> e/kWhe
<b>Other GHG Emissions (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	kgCO <sub>2</sub> e/kWhe

---

**Is there a system for Carbon Capture and Storage?**

Yes  
 No

Figura 3- Scheda prestazioni di processo

Nel caso di *Other Energy*, data la natura variabile di tale input energetico, viene chiesto all'utente di specificare in caratteri liberi di quale vettore o fonte primaria si tratti e successivamente di inserire l'intensità energetica del processo. Verrà a questo punto chiesto all'utente se l'utilizzo di tale vettore generi costi o emissioni (*Does this input vector generate costs for its consumption or GHG emissions?*). In caso di risposta affermativa si aprirà una nuova sotto-scheda nella quale l'utente dovrà specificare l'unità in cui si misura il consumo della risorsa/vettore inserito e quella in cui si misura il relativo contenuto energetico per unità di consumo. Solo a questo punto l'utente potrà inserire i dati relativi al contenuto energetico per unità di consumo (*Other Energy LHV*) ed il fattore di emissione per gas clima-alteranti (*Other Energy Carbon Emission Factor*).

### 1.3. Prestazioni di processo

Una volta completata la scheda relativa ai vettori energetici si passa a quella relativa al processo, riportata in Figura 3. Qualora nella scheda iniziale si sia dichiarata la presenza di sottoprodotti occorrerà inserire qui la quantità prodotta per unità di prodotto principale. In questa sezione si potranno inserire anche i dati relativi alle emissioni di CO<sub>2</sub> dovute al processo (non all'uso dei vettori energetici) ed alla costruzione, oltre alle emissioni di altri gas clima-alteranti. Inoltre, viene chiesto all'utente (*"Is there a system for Carbon Capture and Storage?"*) se l'impianto preveda un sistema di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCS).

In caso di risposta affermativa viene richiesto all'utente di inserire i fattori di abbattimento delle emissioni da vettori energetici (*Energy Carbon emission Abatement factor - ECA*) e da processo (*Process Carbon emission Abatement factor - PCA*) dovuti all'installazione di tale sistema. In aggiunta occorrerà inserire il fattore di aumento dell'intensità energetica (*Energy Intensity Increasing Factor for CCS - EIIF*): infatti, l'adozione di sistemi CCS implica, in genere, un aumento dei consumi a parità di prodotto.

### 1.4. Prestazioni dell'impianto/dispositivo

Terminata la sezione relativa al processo, si passa alla scheda relativa alle prestazioni dell'impianto/dispositivo. Va qui inserita la taglia tipica (*Typical Net Capacity*). Come facilmente intuibile dalle relative unità di misura mostrate in Tabella 1, questo parametro cambia di significato a seconda dell'applicazione: in alcuni casi è la produzione ottenibile nell'unità di tempo (questo avviene tipicamente

per gl'impianti di elettro-generazione o per quelli di produzione manifatturiera); in altri può essere legato alla potenza assorbita (come avviene per molti dispositivi domestici); in altri casi ancora è espressione di una caratteristica non necessariamente legata alla produzione (si pensi ad esempio ai veicoli dove la potenza del motore non è direttamente legata ai chilometri percorsi).

A seguire viene richiesto il rapporto tra taglia lorda e taglia netta (*Typical Gross to Net Capacity ratio*). Questo rapporto è necessario a tener conto di consumi interni all'impianto per eventuali ausiliari oppure di inefficienze che riducono la produzione effettiva rispetto a quella potenziale del dispositivo (si immagini a tal proposito l'effetto di ombreggiamento su un impianto fotovoltaico oppure un aumento della temperatura esterna rispetto al punto di progetto nel caso di un ciclo Rankine raffreddato ad aria). È necessario qui sottolineare come questo parametro sia di particolare importanza, in quanto il costo specifico sulla base del quale viene calcolato il costo d'investimento va parametrato alla taglia lorda.

Sempre nella scheda relativa alle prestazioni è possibile introdurre il Fattore d'uso/capacità. Come per la taglia dell'impianto, anche questa grandezza cambia di significato in funzione dell'applicazione. Nella versione attuale del modello esso corrisponde a: per i settori di Generazione di potenza ed Industriale, al rapporto tra produzione effettiva e produzione potenzialmente ottenibile se l'impianto funzionasse per tutto l'anno in condizioni nominali (ed è pertanto adimensionale); per i settori Residenziale e Trasporti, alla produzione annua (come suggerito dalle unità di misura in cui è richiesto).

A completare la sezione "Prestazioni" vengono richiesti la vita operativa (*technical LifeTime - LT*), espressa in anni e solo per numeri interi, e l'eventuale tasso di riduzione della produzione dovuta ad invecchiamento. Caso tipico sono i pannelli fotovoltaici. Per tale parametro, qualora si voglia indicare una riduzione annua del 2% occorre inserire il valore 0,02. Questa modalità d'inserimento è attualmente prevista per tutti i parametri che corrispondono a tassi, siano essi tecnici o di natura finanziaria.

#### 1.5. Costo d'investimento, project financing, aspetti fiscali

Una volta completata la sezione sulle prestazioni, si entra nella sezione dedicata agli aspetti economico/finanziari (Figura 4). Il primo dato richiesto è il Costo d'investimento Specifico Overnight (*Specific Overnight Capital Cost*). L'aggettivo "specifico" sta ad indicare, come sopra ricordato, che tale costo è riferito all'unità di capacità produttiva in cui è fornita la taglia dell'impianto. Ad esempio, un impianto di elettro-generazione da 1,5 MWe (taglia lorda) e costo complessivo di 3 milioni di € presenterà un costo d'investimento specifico overnight SOCC=2000000 €/MWe. L'aggettivo *overnight* indica che si tratta di un costo di investimento che non include inflazione né oneri finanziari, come se tutto l'esborso avvenisse istantaneamente e senza ricorrere a finanziamenti esterni. Esso può corrispondere al costo totale effettivo solo in assenza di finanziamenti esterni, se il tempo di costruzione (*Construction Time*) del dispositivo/impianto può essere assunto pari a zero e se l'esborso avviene al tempo  $t=0$  assunto come riferimento per l'attualizzazione e la capitalizzazione dei costi, posto nel modello in corrispondenza dell'inizio del progetto, prima della costruzione. Al contrario, se il tempo di costruzione dell'impianto (da specificare nel modello in anni e per numeri interi) è pari o maggiore di un anno e se il costo di investimento è sostenuto attraverso forme di finanziamento (debito, bond), allora il costo effettivo totale a carico dell'investitore può aumentare a causa degli oneri finanziari, della capitalizzazione degli interesse durante la costruzione e degli effetti dell'inflazione tenuti in conto nel modello mediante il Tasso di crescita atteso per i flussi di cassa (*Foreseen Growth Rate*), descritto più avanti in questa sezione).

Il parametro da inserire dopo il tempo di costruzione è l'Aliquota Fiscale (*Tax Rate*) da applicare sugli utili. Il metodo LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*), utilizzato dagli organismi internazionali, trascura in genere l'aspetto della tassazione perché è difficile armonizzare la procedura su legislazioni diverse tra loro. Poiché tuttavia la tassazione in realtà è sempre presente e la sua esclusione nell'analisi di un investimento può portare a risultati molto distanti dalla realtà, in questa sede si offre all'utente la possibilità di valutare gli effetti fiscali, anche se in maniera semplificata. La tassazione genera un costo a carico dell'investimento che ha uguale dignità degli altri costi, ma può anche alterare in positivo il valore dell'investimento attraverso forme di vantaggi fiscali. Nel modello sono stati presi in considerazione la deducibilità degli interessi passivi, la deducibilità delle quote di ammortamento dalla base imponibile ed il maturare di crediti d'imposta. A tal

INVESTMENT COSTS, PROJECT FINANCING, TAXATION		
Specific Overnight Capital Cost (SOCC)	<input type="text" value="2200"/>	€/kW
Construction Time (CTmax = 10 years)	<input type="text" value="0"/>	y
Tax Rate	<input type="text" value="0"/>	-
Tax Credit Base	<input type="text" value="0.5"/>	
Time for Tax Credit Rembursement	<input type="text" value="10"/>	y
Foreseen Growth Rate (Usually equal to the Inflation rate)	<input type="text" value="0.015"/>	-
DePreiation Time	<input type="text" value="9"/>	y
DePreiation Base of Invested Capital	<input type="text" value="0"/>	-
Is part of the investment financed by Bond Emission?	<input type="radio"/> Yes <input checked="" type="radio"/> No	

Figura 4 - Scheda Costi d'investimento, project financing e aspetti fiscali

proposito è importante rimarcare come il modello assuma che i vantaggi fiscali generati dall'investimento siano sempre pienamente sfruttabili dall'investitore (non è cioè prevista l'incapienza).

La scelta della corretta aliquota fiscale è funzione sia del soggetto operante l'investimento che del tipo d'investimento ed è fondamentale ai fini della corretta stima finale di tutti gli indicatori economici in uscita. Il modello include un approccio semplice alla tassazione che consiste nell'aggiungere ai costi a carico dell'investimento, l'aliquota fiscale moltiplicata per la differenza tra ricavi e costi operativi di produzione. Qualora l'investimento generi dei vantaggi fiscali, questi saranno trattati come flussi di cassa in ingresso a valle della tassazione. La semplicità di tale approccio genera ovviamente delle approssimazioni e/o la necessità di aggirare, in alcuni casi, le sue rigidità. Nel caso di un'impresa ad esempio, l'aliquota fiscale deve includere sia le tasse nazionali (IRES nella legislazione italiana) che quelle locali (IRAP). Tuttavia, le due imposizioni hanno in realtà basi imponibili diverse e pertanto il calcolo sarà necessariamente affetto da un certo errore. Questo ad ulteriore riprova del fatto che il modello di normalizzazione non si sostituisce all'analisi di un esperto ma cerca di fornire degli indicatori che siano affetti da un buon grado di approssimazione. Nel caso di un privato che installi un impianto fotovoltaico in regime di scambio sul posto, la maggior parte della produzione non sarà venduta ma comporterà risparmi che non saranno soggetti a tassazione. L'aliquota fiscale dovrà pertanto essere posta a zero. Qualora una parte della produzione venisse invece venduta, questa genererebbe un reddito soggetto a tassazione. Proprio per la semplicità del modello non è possibile impostare l'aliquota di tassazione solo su una parte della produzione. In questo caso conviene aggirare il problema inglobando l'effetto della tassazione nel valore a cui viene valorizzata la produzione (*Levelized Market Price*) discusso più avanti.

Il parametro successivo da inserire è la "Base per il calcolo del credito d'imposta" (*Tax Credit Base*). Tra i vari tipi di vantaggi fiscali introdotti, questo è l'unico che si mantiene non nullo anche in presenza di un'aliquota fiscale pari a zero. Pertanto, oltre che per i crediti d'imposta veri e propri, è lo strumento previsto nel modello per tener conto di detrazioni fiscali nel caso in cui l'investimento generi dei risparmi



che però non portano ad un aumento della base imponibile (esempio tipico è il privato cittadino che sostituisce la caldaia di casa con un modello più efficiente usufruendo delle detrazioni fiscali previste). Il *Tax Credit Base* (TCB) è l'aliquota che applicata al costo d'investimento sostenuto (esclusi gli eventuali interessi durante la costruzione), genera il credito vantato dal soggetto/investitore verso l'erario. Come tutti i dati sotto forma di tassi/aliquote deve essere introdotto sotto forma decimale: una detrazione al 55% implicherà  $TCB=0,55$ .

Una volta introdotto un valore diverso da zero per il *Tax Credit Base*, si aprirà una nuova riga di input nella quale viene richiesto il "Tempo di Restituzione del Credito Maturato" (*Time for Tax Credit Rembursement*) da esprimere in anni attraverso un numero intero. Nel caso delle detrazioni fiscali per l'efficienza energetica in ambito residenziale, il valore tipico è ad esempio di 10 anni.

Dopo il credito d'imposta viene richiesto all'utente un parametro molto importante, specie per gli investimenti a lungo termine: si tratta del "Tasso di crescita atteso per i flussi di cassa" (*Foreseen Growth Rate*). Per un soggetto privato questo parametro è ben rappresentato dal tasso d'inflazione atteso mentre per l'investimento di un soggetto industriale potrebbe essere anche diverso dall'inflazione. Il *Foreseen Growth Rate* (FGR) è il tasso al quale aumentano, in valuta nominale, tutte le componenti dei flussi di cassa con l'eccezione di quelle dovute ad aspetti fiscali o di *policy*. Se consideriamo ad esempio un investimento con costo *Overnight* di un milione di euro (in termini reali al tempo zero, cioè all'inizio della costruzione) con tempo di costruzione di 2 anni ed un  $FGR=0,02$  (ovvero un tasso d'inflazione al 2% annuo), questo genererà nel modello un flusso di cassa in uscita di 510000 euro il primo anno e di 520200 euro il secondo. Tutti i costi ed i valori economici da inserire nel modello sono da considerarsi in termini reali al tempo zero, cioè all'inizio della costruzione o al momento dell'acquisto. Il modello provvede poi ad aggiornare l'effettivo esborso in termini nominali durante la vita dell'investimento.

La necessità di procedere all'analisi in termini nominali è dipesa dalla scelta di includere gli aspetti fiscali che non subiscono gli effetti dell'inflazione per erogazioni pluriennali. Supponiamo infatti che l'investimento dell'esempio precedente generi un credito d'imposta con  $TCB=0,10$  e *Time for Tax Credit Rembursement*  $TTCR=10$ . Esso darà luogo ad una restituzione di 5100 €/anno dal secondo anno in poi (per 10 anni) e di ulteriori 5202 €/anno dal terzo anno in poi. Queste cifre, una volta calcolate non subiranno variazioni in termini nominali. Un vantaggio derivante dalla scelta di procedere all'analisi in termini nominali risiede nel poter utilizzare per i vari tassi di sconto i valori di mercato. L'effetto dell'inflazione è implicito in questi tassi ed è pertanto importante includere le previsioni sull'inflazione quando si utilizzano i tassi di mercato.

Il dato richiesto dopo il FGR è il tempo di ammortamento (*DePreciation Time* - DPT) dell'investimento, che nella versione attuale del modello di normalizzazione rappresenta tanto l'arco di tempo sul quale vanno ripartiti i costi del deprezzamento dei beni (nel caso di aziende o professionisti), quanto il tempo, a partire dal termine della costruzione, dopo il quale l'eventuale debito contratto deve essere interamente restituito.

Nel caso di soggetti commerciali il parametro richiesto dopo il tempo di ammortamento, ovvero la "Base ammortizzabile dell'investimento" (*DePreciation Base of Invested Capital* - DPBIC) può avere enorme importanza perché i costi di ammortamento possono portare a cospicui vantaggi in termini fiscali. La Base ammortizzabile del capitale investito determina la quota di tale capitale che può essere portata in deduzione, suddivisa in un numero di anni pari a DPT. Da notare che, a differenza del credito d'imposta, il calcolo del costo d'investimento ai fini del suo ammortamento include la capitalizzazione degli interessi durante la costruzione. La base ammortizzabile permette inoltre di tenere in conto incentivi del tipo super ed iper-ammortamento in vigore alla data di stesura di questo documento. Se ad esempio un investimento fosse assoggettabile al super-ammortamento al 140%, sarebbe sufficiente porre  $DPBIC=1,4$  perché il modello tenga conto di questo vantaggio fiscale.

A questo punto si entra nella sezione dedicata al project financing, ovvero alla scelta che determina come reperire il capitale necessario all'investimento. È importante sottolineare come il modello rispetti, in assenza di tassazione e per tempo di costruzione nullo, il teorema della conservazione del valore di un investimento. Secondo tale teorema, in assenza di tassazione, la composizione del capitale d'investimento non altera il valore dell'investimento stesso. Ciò che viene alterato è la ripartizione dei benefici dell'investimento tra i detentori del capitale. In presenza di tassazione invece, i vantaggi fiscali sugli interessi passivi e l'ammortamento della capitalizzazione degli eventuali interessi durante la costruzione generano dei flussi di cassa che possono alterare il valore dell'investimento in positivo. Detto questo, verrà di seguito illustrata la sezione riguardante il project financing dell'investimento. È importante sottolineare che, nella versione attuale del modello, si assume che il capitale di rischio (Equity) e quello derivante da emissione obbligazionaria (Bond) vengano interamente versati ad inizio progetto mentre il capitale da debito bancario (Debt), nel caso di tempi di costruzione superiori all'anno, viene versato in erogazioni annuali. Questo a fronte di una curva di spesa lineare in termini reali, ovvero il costo totale *Overnight* viene ripartito uniformemente sugli anni di costruzione.

<b>Is part of the investment financed by Bond Emission?</b>	<input checked="" type="radio"/> Yes	
	<input type="radio"/> No	
<b>Bond Capital Quota</b>	<input type="text" value="0"/>	
<b>Bond Nominal Price</b>	<input type="text" value="100"/>	€
<b>Bond Emission Price</b>	<input type="text" value="98"/>	€
<b>Bond Interest Rate</b>	<input type="text" value="0.02"/>	
<b>Type of Bond</b>	<input type="text" value="1"/>	
	<small>1 = Zero Coupon; 2 = Annual Coupon</small>	
<b>Bond Time To Maturity</b>	<input type="text" value="7"/>	y
	<small>CT+1&lt;=BTTM&lt;CT+LT</small>	
<hr/>		
<b>Debt Capital Quota</b>	<input type="text" value="0"/>	
<b>Debt Interest Rate</b>	<input type="text" value="0.05"/>	
<b>Equity Remuneration Rate (Unlevered cost of capital)</b>	<input type="text" value="0.02"/>	
		<a href="#" style="background-color: #0070C0; color: white; padding: 5px 15px; border-radius: 3px;">Next&gt;&gt;</a>

Figura 5 - Sezione per la definizione dell'emissione obbligazionaria

La prima domanda che viene fatta all'utente è "Is the investment co-financed by Bond Emission?", ovvero: si intende finanziare parte dell'investimento tramite emissione obbligazionaria? È questa una possibilità riservata a grandi istituzioni finanziarie, società quotate, stati o enti locali. L'emissione obbligazionaria permette in genere di ottenere capitale a tassi d'interesse inferiori rispetto a quello bancario. La risposta alla domanda è impostata di default sul no. Nel caso in cui l'utente sia interessato a questa opzione di

finanziamento, è sufficiente selezionare “yes” per far comparire i campi aggiuntivi necessari alla definizione dell’emissione obbligazionaria, come mostrato in Figura 5.

La prima informazione richiesta è la quota dell’investimento che si vuole finanziare con l’emissione di obbligazioni (*Bond Capital Quota - BCQ*). Come tutte le aliquote va espressa in termini decimali, pertanto  $BCQ=0,5$  per indicare che il 50% del capitale sarà finanziato con questo strumento. I Due valori successivi sono il Prezzo nominale (*Bond Nominal Price - BNP*) ed il Prezzo all’emissione (*Bond Emission Price - BEP*): il primo rappresenta il valore nominale del titolo emesso, sul quale vengono calcolati gli interessi e che dovrà essere rimborsato a scadenza; il secondo sarà leggermente più basso e rappresenta cosa viene realmente incassato dall’emittente al netto del premio all’ingresso per i sottoscrittori e delle commissioni per le istituzioni finanziarie responsabili del collocamento. Pertanto,  $BNP=100$  e  $BEP=98$  indicano che solo il 98% del valore nominale emesso sarà a disposizione dell’investitore per coprire i costi d’investimento. Di seguito viene richiesto il tasso (nominale se  $FGR \neq 0$ ) d’interesse sulle obbligazioni emesse (*Bond Interest Rate*) e il tipo di titolo (*Type of Bond - TiB*). Questo parametro deve essere impostato ad 1 (*Zero Coupon*) nel caso in cui gli interessi maturati vengono erogati a scadenza insieme al capitale mentre occorre inserire  $TiB=2$  nel caso si voglia erogare gli stessi con cadenza annuale (*Annual Coupon*). Da sottolineare che  $TiB=2$  imporrà un aumento del capitale nominale emesso per far fronte agli interessi durante la costruzione, nel caso in cui questa duri più di un anno. Da ultimo viene richiesta la durata del bond emesso (*Bond Time To Maturity*) che va espressa in anni attraverso un numero intero.

La parte sul debito bancario è certamente meno complessa, dal punto di vista dell’utente, in quanto occorre fornire semplicemente la quota dell’investimento che si vuole finanziare in debito (*Debt Capital Quota - DCQ*) ed il relativo tasso (nominale se  $FGR \neq 0$ ) d’interesse (*Debt Interest Rate - DIR*). Occorre tuttavia che l’utente sia cosciente di come il debito viene gestito internamente dal modello: durante la costruzione il debito viene erogato in *tranche* all’inizio di ogni anno. L’erogazione annuale copre le spese d’investimento per l’anno entrante più il rimborso di capitale ed interessi accumulati dall’erogazione precedente. L’ultima erogazione, che avviene all’inizio della vita operativa, verrà invece rimborsata con rate annuali costanti, calcolate secondo l’ammortamento alla francese, in numero pari al tempo di ammortamento (DPT).

La quota di capitale non coperta tramite obbligazioni e debito bancario sarà a carico del capitale di rischio del soggetto investitore. L’unico dato richiesto per questa componente del project financing è il costo opportunità (*Equity Remuneration Rate - ERR*) di tale capitale per investimenti non a leva, ovvero finanziati interamente in capitale proprio. Questo dato può variare considerevolmente in funzione del soggetto investitore: un consumatore si aspetterà in genere di preservare il proprio capitale dagli effetti dell’inflazione attraverso, ad esempio, investimenti in titoli di stato con rendimenti intorno al 2% con gli attuali tassi d’inflazione (da qui il valore  $ERR=0,02$  impostato di default). Le imprese industriali avranno ERR più alti mentre fondi speculativi avranno ERR ancora superiori. La scelta dell’ERR appropriato è estremamente importante in quanto nel modello esso coincide con il WACC (Weighted Averaged Cost of Capital). Il WACC è il tasso al quale vengono scontati, internamente al modello, tutti i costi e le entrate che compongono i flussi di cassa da gestione operativa ed è pertanto determinante nel calcolo degli indicatori economici in uscita.

### 1.6. Costi di esercizio e ricavi

Terminata la sezione dedicata alla gestione finanziaria dell’investimento si passa alla scheda dedicata alla stima dei costi di esercizio e dei ricavi, mostrata in Figura 6. I costi d’esercizio comprendono:

- i costi operativi e di manutenzione, a loro volta suddivisi in fissi (da sostenere anche in caso la produzione sia nulla) e variabili (cioè proporzionali alla produzione);
- il costo relativo al consumo o all’utilizzo dei vettori energetici in ingresso;
- i costi dovuti alle emissioni di gas clima-alteranti;
- il costo della gestione dei rifiuti in uscita dal processo;
- eventuali accise sulla produzione;
- i costi di dismissione.

## OPERATING COSTS AND INCOMES

<b>Fixed Operation and Maintenance Cost given as a SOCC's quota per year</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0.04"/>	
<b>Specific Variable Operation and Maintenance Cost</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	€/kWhe
<b>Are there costs due to CO2 emissions?</b>		
	<input type="radio"/> Yes	
	<input checked="" type="radio"/> No	
<b>Specific Waste Management Cost</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	€/kWhe
<b>Specific Production Tax Cost</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	€/kWhe
<b>Decommissioning Cost given as SOCC's quota</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	
<b>Decommissioning Time (DCT max = 10 years)</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	y
<b>Specific Policy Incentive Value</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="0"/>	€/kWhe
<b>Levelized Market Price</b>	<input style="width: 90%;" type="text" value="160"/>	€/kWhe

Figura 6 - Costi e ricavi da gestione operativa

Tutti i dati relativi alle voci di costo qui richiamate vanno inseriti in termini reali come se fossero stati sostenuti ad inizio progetto. Il modello provvede internamente ad incrementare le spese in termini nominali durante la vita operativa, secondo il tasso FGR introdotto, scontandole opportunamente secondo i dati immessi nella sezione finanziaria.

Per quanto riguarda i costi di esercizio e manutenzione (*Operation & Maintenance - O&M*), questi sono suddivisi in costi fissi e variabili. I primi vanno sostenuti indipendentemente dall'utilizzo/produzione mentre i secondi sono proporzionali alla produzione. Se si considera un autoveicolo, nella prima categoria rientrano le spese di tassa di proprietà, assicurazione, revisione, etc. mentre nella seconda le spese per manutenzione ordinaria e straordinaria che dipendono in genere dai chilometri percorsi.

La stima dei costi fissi di esercizio e manutenzione (*Fixed Operation and Maintenance Cost - FOMC*) viene richiesta all'utente in termini di quota dell'investimento iniziale per anno. Tale spesa verrà mantenuta costante in termini reali per tutta la vita dell'investimento e quindi rivalutata secondo FGR in termini nominali. Pertanto, un investimento iniziale di € 10000 con FOMC=0,05 comporterà spese fisse di O&M in termini reali pari a 500 €/anno, che con FGR=0,02 corrisponderanno a 510 € il primo anno e 520,2 € il secondo anno in termini nominali. Per quanto riguarda le spese di esercizio e manutenzione variabili (*Specific Variable Operation and Maintenance Cost - SVOMC*), queste vengono richieste in euro per unità di prodotto. Anche queste vanno valutate come se venissero sostenute ad inizio progetto o al momento dell'acquisto e saranno poi capitalizzate internamente nel codice secondo FGR.

Completato l'input per la parte di O&M si entra nella sezione relativa ai costi del consumo dei vettori energetici. Per ogni vettore selezionato all'inizio viene chiesto se si vuole mantenere tale prezzo fisso in termini reali o no ("*Fixed real currency Fossil Fuel cost?*" per il caso dei combustibili fossili). In caso di risposta affermativa ("*yes*") verrà chiesto un unico valore per il costo del vettore energetico, nelle unità specificate. Tale valore è da considerare come espresso in termini reali ad inizio progetto e verrà considerato costante per tutta la vita operativa. L'esborso in termini nominali verrà capitalizzato secondo FGR come già spiegato per i costi di O&M. Tuttavia, poiché i costi dei vettori energetici sono in genere sottoposti alle leggi di mercato, è possibile che il costo in termini reali di tali vettori sia tutt'altro che costante durante la vita operativa dell'investimento. Selezionando "no" l'utente potrà introdurre un profilo di costo per il vettore energetico con costi reali costanti per gruppi di 5 anni (fino a 12 gruppi cioè fino a 60 anni di vita operativa). Questo approccio riflette ovviamente non le variazioni giornaliere dei prezzi energetici (petrolio, gas, elettricità, etc) ma le fluttuazioni di lungo periodo dei valori medi. Tali costi in termini reali verranno poi capitalizzati secondo FGR.

Terminata la sezione sui costi dei vettori energetici si passa ai costi dovuti alle emissioni. Viene a questo punto chiesto all'utente "*Are there costs due to CO2 emissions?*": ovvero se debbano essere sostenuti dei costi per le emissioni di gas clima-alteranti. La risposta dipende dal tipo di investimento considerato ma anche dal punto di vista da cui si opera l'analisi. Una società soggetta ad acquisire i diritti ad emettere risponderà certamente "*yes*". Nel caso di autoveicoli, un privato cittadino risponderà "no" ma se l'analisi venisse condotta da un decisore politico che volesse dare un peso alle emissioni del settore trasporti la risposta potrebbe essere affermativa. In questo caso viene visualizzata una seconda domanda. In analogia con il costo dei vettori energetici viene chiesto se il costo delle emissioni di gas clima-alteranti debba essere considerato costante in termini reali ("*Fixed real currency CO2 cost?*"). Si rimanda l'utente alla sezione dei costi dei vettori energetici per l'ulteriore spiegazione.

A seguire vengono richiesti i dati sui costi per il trattamento dei rifiuti prodotti ed il costo per eventuali tasse legate alla produzione (ad esempio eventuali accise). Tanto i primi (*Specific Waste Management Costs - SWMC*) quanto i secondi (*Specific Production Tax Costs - SPTC*) vengono richiesti in € per unità di produzione.

Alla fine della sezione sui costi, viene chiesto all'utente un input sui costi di dismissione (*Decommissioning Costs - DC*). Come per i costi fissi di O&M tale valore viene richiesto come quota sul costo d'investimento *Overnight*. Come tutti gli altri dati introdotti, tale esborso è da intendere in termini reali come se fosse stato erogato ad inizio progetto. Poiché la fase di dismissione di un impianto può durare più anni, viene chiesto all'utente di inserire anche la durata di tale periodo (*DeCommissioning Time - DCT*) in anni attraverso un numero intero. Il modello provvede internamente sia a ripartire uniformemente i costi di dismissione sui DCT anni che alla loro capitalizzazione secondo FGR.

Terminata la sezione dei costi si procede con la sezione dei ricavi. Nel modello sono previsti quattro forme di ricavi:

- in presenza di un sistema CCS è possibile tener conto di forme di remunerazione per le emissioni evitate;
- vendita/valorizzazione dei sottoprodotti;
- incentivi sulla produzione (ad esempio tariffa omnicomprensiva);
- vendita/valorizzazione del prodotto principale.

Per quanto riguarda la remunerazione delle emissioni evitate attraverso sistemi CCS (*Avoided Carbon Income - ACI*), la relativa sottosezione compare solo nel caso in cui tale sistema è presente. Viene prima chiesto all'utente se tale remunerazione ha luogo ("*Are there any incomes from avoided carbon emissions?*"). Di default la risposta è no. Qualora l'utente selezioni invece "*yes*" si ripete lo schema già visto nella sezione dei costi dei vettori energetici alla quale il lettore è inviato per ulteriori spiegazioni.

Quanto alla valorizzazione dei sottoprodotti, qualora questi siano stati dichiarati presenti nella sezione introduttiva, all'utente viene richiesta la loro valorizzazione (*Specific By-Product Price - SBPP*) in euro per unità di sottoprodotto. Anche in questo caso il valore va espresso in termini reali ad inizio progetto ed il

modello provvederà internamente alla capitalizzazione del valore per ogni anno della vita operativa secondo FGR.

Gli incentivi sulla produzione, al contrario degli altri dati economici, sono per definizione in termini nominali. Questi rappresentano ad esempio la tariffa omnicomprensiva che viene riconosciuta al gestore dell'impianto per un certo numero di anni della vita operativa. La versione attuale del modello prevede che l'incentivo si estenda all'intera vita operativa. Il valore richiesto all'utente è in euro per unità di produzione. Tale valore, essendo stabilito al momento dell'entrata in servizio dell'impianto ed essendo fissato in generale dalla normativa, **non subirà procedure di capitalizzazione secondo FGR** e rimarrà costante in termini nominali.

I valori immessi fin qui consentono già di determinare il costo livellato di produzione sul quale torneremo in seguito. A completamento dei dati di input, nel caso in cui si vogliano ottenere gli indicatori sulle prestazioni economiche dell'investimento, occorre tuttavia aggiungere il valore livellato di "mercato" della produzione (*Levelized Market Price* - LMP). **Il termine "Livellato" nella versione attuale del modello è da intendere in termini reali, riferiti ad inizio progetto.** Questo rappresenta il prezzo di vendita o, nel caso di interventi di efficienza energetica, il costo del bene da acquistare in assenza dell'investimento. Nel caso dell'installazione di un impianto fotovoltaico per autoconsumo, ad esempio, il Levelized Market Price è dato dal costo marginale del kWh (o MWh a seconda dei casi) da acquistare in assenza dell'impianto. Occorre sottolineare che nei casi in cui l'analisi riguardi unicamente la valutazione di un costo livellato per un dato dispositivo/servizio, poiché il dispositivo stesso non genera flussi di cassa in ingresso (come ad esempio nel caso di un televisore o di un autoveicolo per un privato), è giusto lasciare il LMP=0 così come da default. Questo porterà a valori negativi per l'investimento (come effettivamente avviene visto che la fruizione del bene "brucia" capitale) e non verrà ovviamente presentato un valore per il tasso di ritorno interno sull'equity (si rimanda il lettore alla sezione sugli indicatori in uscita per un approfondimento).

Una volta completato l'inserimento dei dati di input sarà possibile cliccare sul tasto "Processa" per avviare il calcolo degli indicatori in uscita al modello.

Una volta calcolati gli indicatori sarà possibile decidere di salvare il caso elaborato in termini di input e output. Questo comparirà nella sezione "Database prestazioni e costi normalizzati" da dove l'utente potrà scegliere di richiamare, oltre ad uno dei casi sviluppati e commentati dagli sviluppatori del modello, anche uno tra i casi da lui elaborati e salvati sul sito. I casi salvati dall'utente compariranno anche nell'interfaccia del modello al lato della scheda iniziale. Richiamando uno di questi casi, l'utente vedrà aprirsi l'interfaccia del modello precompilata con i dati salvati. Sarà a questo punto possibile modificare i dati per testare l'influenza di alcuni parametri sugli indicatori in uscita o per creare un caso completamente nuovo ma derivato da quello di partenza.

## 2. Indicatori in uscita

A valle della descrizione dell'interfaccia web con la spiegazione dei parametri in ingresso appare opportuno dare una sintetica descrizione degli indicatori in uscita dal modello. Questi si ripartiscono in indicatori tecnico/ambientali ed indicatori di prestazione economica. Il loro elenco completo è dato da:

- Ultimate Energy Intensity
- Total Carbon Emission
- Ultimate Carbon Emissions (incl. electricity/heat)
- Levelized Production Cost
- End Of Life Adjusted Present Value
- Discounted Payback Period
- Internal Rate of Return on Equity

Di seguito è possibile trovare una loro breve descrizione.

### 2.1. Indicatori tecnico/ambientali

#### Ultimate Energy Intensity

È l'intensità energetica complessiva del processo/dispositivo in termini di energia primaria di qualunque tipo (fossile, rinnovabile, nucleare), o anche trasformata in elettricità e/o calore, che risulta necessaria per produrre una unità di prodotto. Per il suo calcolo si utilizzano le intensità fornite per i vari input energetici oltre alle efficienze di conversione dichiarate per elettricità e calore, ove queste siano presenti in ingresso. In generale i singoli componenti di UEI (quanta elettricità, calore o combustibili fossile sono necessari per avere un certo prodotto o servizio energetico) rivestono maggiore interesse dello stesso UEI che pure può essere di significativo interesse in valutazioni ambientali e di life cycle analysis (LCA).

#### Total Carbon Emission

È la sommatoria di tutte le emissioni prodotte direttamente dall'impianto/dispositivo, siano esse dovute alla sua costruzione, ai vettori energetici in ingresso o al processo di produzione

#### Ultimate Carbon Emissions

È la sommatoria di tutte le emissioni imputabili al processo/dispositivo. Rispetto al *Total Carbon Emission* questo indicatore tiene conto anche delle emissioni indirette, dovute alla generazione dei vettori energetici elettrico e termico secondo i fattori di emissione forniti.

### 2.2. Indicatori di prestazione economica

Gli indicatori di prestazione economica sono qui descritti in maniera sintetica al fine di dare un'idea all'utente del loro significato. Per un approfondimento sul metodo di calcolo si rimanda il lettore al documento sull'approccio adottato, scaricabile dal sito del progetto SIMTE. In particolare, si richiama l'attenzione del lettore sul fatto che nella versione attuale il modello contiene una sezione per il calcolo del valore residuale dell'investimento a fine vita. Questo modello potrebbe non essere idoneo a rappresentare la perdita di valore del dispositivo/impianto per tutte le casistiche considerate. Per investimenti di breve termine e tassi di sconto non altissimi, come ad esempio quelli applicabili ad un consumatore, il calcolo di questo valore potrebbe avere un'incidenza significativa su tutti gli altri indicatori. Si pensi a tal proposito al valore residuale di un autoveicolo. Il suo valore di mercato a 3 anni può variare considerevolmente in funzione dei chilometri percorsi. La versione attuale del modello, invece, non tiene in conto altro che il tempo trascorso dall'inizio della vita operativa. Poiché il valore residuale genera un flusso di cassa in ingresso a fine investimento, se il WACC è basso e l'arco temporale corto, l'incidenza di questo valore potrebbe essere rilevante e così le sue approssimazioni.

### Levelized Production Cost

È il costo livellato della produzione (LPC) in termini di valuta reale. Se la produzione di tutta la vita operativa dell'investimento fosse valorizzata al costo livellato, capitalizzato secondo FGR, ovvero se  $LMP=LPC$ , vorrebbe dire che a fine vita, la somma di tutti i ricavi scontati secondo il WACC ha bilanciato esattamente la somma di tutti i costi da gestione operativa sostenuti (nei quali sono inclusi i costi d'investimento) ed anch'essi scontati secondo il WACC. Poiché nel modello si è scelto di porre il WACC pari al costo opportunità del capitale di rischio dell'investitore per investimenti a leva nulla, la condizione per cui  $LMP=LPC$  non vuol dire che l'investitore non ha guadagnato nulla dal suo investimento. Vuole al contrario dire che l'investimento è andato secondo le sue aspettative e che se lo ha finanziato interamente in capitale proprio, la remunerazione di quel capitale sarà stata esattamente quella attesa, ovvero ERR. Qualora invece il project financing del progetto abbia previsto una quota di finanziamento in debito, la remunerazione del capitale di rischio dell'investitore sarà anche superiore all'ERR (se  $ERR>DIR$  o  $ERR>BIR$ ) a causa della leva finanziaria.

### End Of Life Adjusted Present Value (EOLAPV)

Questo indicatore corrisponde al valore dell'investimento a fine vita. Il valore attualizzato dell'investimento ad un dato anno è la sommatoria dei flussi di cassa da gestione operativa scontati al WACC, da inizio progetto fino all'anno considerato. Per definizione, il valore attualizzato dell'investimento è negativo all'inizio poiché i costi d'investimento generano dei flussi di cassa negativi. L'indicatore EOLAPV prende in considerazione la sommatoria completa ovvero l'anno d'interesse è posto a termine della vita operativa e dopo l'eventuale dismissione. Qualora  $LMP=LPC$  l'EOLAPV sarà nullo. Per quanto già sottolineato nel precedente paragrafo, dovrebbe essere chiaro al lettore che questo vuol dire che a fine vita l'investitore raggiunge il suo obiettivo, avendo ripagato esattamente tutti i costi, compresi quelli relativi alla remunerazione del proprio capitale.

### Discounted Payback Period (DPP)

È l'istante in cui il valore attualizzato dell'investimento cambia di segno passando da negativo a positivo. Nel caso in cui  $LMP=LPC$  questo avverrà esattamente a fine vita operativa solo nel caso in cui non siano previsti costi per la dismissione. Questi genereranno dei flussi di cassa negativi che dovranno essere compensati necessariamente da accantonamenti avvenuti prima della fine della vita operativa. Maggiore la remunerazione del prodotto rispetto ai costi di produzione rappresentati dal LPC, più corto sarà il periodo di payback.

### Internal Rate of Return On Equity (IRROE)

Il tasso di ritorno interno sul capitale di equity calcolato dal modello può essere visto come un indicatore di redditività potenziale dell'investimento. Esso è calcolato come il tasso in grado di annullare la serie di flussi di cassa da e verso l'equity sotto opportune ipotesi sulla gestione dei flussi di cassa. Occorre ricordare che all'inizio l'investitore fornisce il capitale per l'investimento, e dunque il flusso è negativo, mentre durante la vita operativa, il flusso s'inverte poiché chi ha investito si vede ripagato sotto forma di utili. Questo, ovviamente, è vero per gli investimenti in senso stretto, ovvero per tutto ciò che genera risparmi o ricavi. Nell'acquisto di un bene di consumo non ci saranno mai dei ricavi ed i risparmi saranno considerabili solo confrontando le prestazioni del nuovo dispositivo con quelle di ciò che si utilizzava in precedenza.

È importante rilevare che l'attuale versione del modello non consente di tenere in conto investimenti che richiedano l'iniezione di capitali a più riprese da parte dell'investitore o comunque gestioni di cassa particolarmente complesse.

Come sopra accennato, per poter stimare i flussi di cassa verso l'investitore occorre fare delle ipotesi sulla gestione dei flussi di cassa. Queste non possono che essere semplicistiche, visto che è impensabile che un unico approccio sia realmente applicabile a tutta la varietà d'investimenti che sono considerabili nei settori energetici oggetto del progetto SIMTE.



L'ipotesi sulla gestione di cassa alla base del calcolo dell'IRROE consiste nel fatto che il modello verifica a ritroso la possibilità di portare a zero la liquidità, assicurandosi di pagare prima i costi di dismissione e poi l'eventuale scadenza delle obbligazioni. Qualora la liquidità generata nell'anno non sia da accantonare a questi fini, essa viene inviata in pagamento all'equity. Come detto, è un modello di gestione di cassa estremamente semplificato ma che permette il calcolo dell'indicatore, del cui significato occorre però essere coscienti. Da notare che l'IRROE viene calcolato solo quando è possibile mantenere la cassa a fine anno non-negativa per tutta la vita operativa dell'investimento. Da notare che il caso contrario può aver luogo anche quando l'investimento sia performante, nel senso che i ricavi sono tali da avere un DPP pari alla vita dell'investimento o addirittura inferiore. Tuttavia, in presenza di un valore di cassa negativo, questo presuppone l'immissione di altro capitale di rischio in istanti diversi da inizio progetto ed il modello, come specificato in precedenza, ancora non permette questo tipo di analisi. Qualora questa eventualità si verifichi, il modello segnala all'utente che il project financing fornito non consente di soddisfare la condizione di cassa non-negativa per tutta la vita dell'investimento e che l'IRROE in questo caso non viene calcolato.