

# COMUNE DI UTA

Provincia di Cagliari

ISTANZA DI VERIFICA DI ASSOGGETTABILITÀ A V.I.A.

Realizzazione di un Impianto Solare Termodinamico con  
tipologia a collettori parabolici  
Potenza 19,5 MWp

ALLEGATO:

B

ANALISI COSTI-BENEFICI

revisioni:


data: Agosto 2017

IL COMMITTENTE:



SARDINIA GREEN ISLAND S.p.a.  
Via Roma n. 149, 09124 Cagliari  
Tel. 070.6848434  
Fax 070.6401141  
e-mail: info@sardiniagreenisland.it

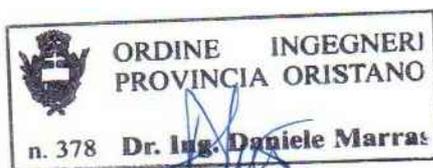
*SARDINIA GREEN ISLAND S.p.A.*



Ing. Daniele Marras, Ing. Lorena Vacca

Ex S.S. km 10,500 Ed. Pittarello  
int. U54, 09028 Sestu (CA)  
Cell. 393.9902969 - 342.0776977

I PROGETTISTI: Ing. Daniele Marras Ing. Lorena Vacca



## Sommario

### Sommario

1. Premessa .....	3
2. Analisi delle Alternative.....	4
2.1. Alternative di localizzazione .....	4
2.2. Alternative e trascorsi progettuali.....	9
2.3. Tecnologie a confronto – Scelta sistema a collettori lineari parabolici.....	10
2.4. Alternative tecnologiche .....	10
2.5. Alternativa “zero” .....	13
2.5.1. Primo scenario - rinaturalizzazione .....	13
2.5.2. Secondo scenario – utilizzi agricoli differenti e/o frazionamento.....	14
2.5.3. Terzo scenario - ripresa dell’utilizzo agricolo .....	14
2.5.4. Quarto scenario –espansione dell’area industriale.....	14
3. La valutazione dei beni collettivi in assenza di mercato .....	18
3.1. Indicatori di performance del progetto-.....	21
3.2. Il Valore Attuale Netto (VAN) .....	22
3.3. Il Tasso di Rendimento Interno (TRI).....	23
3.4. Il tasso di sconto .....	25
3.5. Il tasso di sconto sociale .....	26
4. Analisi costi-benefici del progetto.....	29
4.1. Stima dei costi .....	30
4.1.1. Occupazione temporanea del suolo .....	30
4.1.2. Consumo di suolo .....	31

4.1.3.	Costi per la produzione di energia da gas naturale .....	33
4.1.4.	Costi per la produzione di energia con collettori parabolici. ....	34
4.2.	Stima dei benefici .....	37
4.2.1.	Effetti climatici a scala vasta e locale .....	37
4.2.2.	Ricadute socio-economiche: occupazione .....	40
4.3	Calcolo del VAN .....	41
4.3.	Calcolo del TRI .....	42
4.4.	Conclusioni .....	43
Appendice - Business plan .....		43

## 1. Premessa

L'analisi costi benefici qui presentata si compone di due parti.

La prima è legata all'analisi e motivazione della scelta progettuale effettuata fra le possibili alternative. Qui si analizzano le ragioni localizzative, tecnologiche e strategiche per cui il progetto è stato redatto e presentato nella forma attuale e non in altra. Questa parte è poi anche stata riportata nel SPA sulla valutazione delle alternative.

Nella seconda parte l'alternativa di progetto è poi analizzata nel dettaglio sviluppandone l'analisi costi benefici (ACB)

Qui a fianco a costi e benefici diretti vengono valutate anche le cosiddette esternalità, ovvero i costi associati all'utilizzo di una fonte di energia primaria ed alla sua trasformazione in un prodotto energetico, che ricadono sulla collettività e che non sono sostenuti dal gestore di tali attività.

Data l'assenza di mercato per questi costi, essi sono valutati per via indiretta e quantificati in termini monetari facendo riferimento a valutazioni reperibili in letteratura.

Per poi completare l'analisi costi e benefici si sono utilizzati due sistemi integrati di valutazione dei progetti il Valore Attuale Netto (VAN) ed il Tasso di Rendimento Interno (TRI).

Per ciò che riguarda il calcolo del VAN costi e benefici vanno riportati all'attualità, scontandoli con un opportuno saggio di interesse. Il progetto potrà essere considerato positivamente se il risultato sarà una cifra positiva, e dunque si configureranno globalmente esternalità positive. Esso invece avrà un giudizio negativo se questo riporto di capitali producesse un risultato negativo, ovvero se nel complesso il progetto portasse alla collettività più esternalità negative che positive. Il caso di una sommatoria nulla o vicina allo zero è invece quello limite perché il progetto venga considerato accettabile, esso avrà una somma costi e benefici nulla, per cui bisognerebbe entrare nel merito di quali costi e quali benefici per capire se effettivamente alla collettività convenga o meno che il progetto venga attuato.

Il TRI invece fornisce una valutazione intrinseca dell'investimento di progetto, a prescindere da saggi di interesse esterni e serve principalmente al valutatore per giudicare la performance futura dell'investimento.

## 2. Analisi delle Alternative

La valutazione delle alternative si pone come momento in cui vengono presentate e valutate le motivazioni che hanno portato alla scelta di localizzazione, della tecnologia e del layout di impianto, incluso l'alternativa "0", cioè quella di non realizzazione del progetto.

Nelle scelte dell'attuale progetto concorrono anche le prescrizioni ricevute dallo SVA negli iter progettuali precedenti e le esperienze maturate nel campo in questi ultimi anni.

### 2.1. Alternative di localizzazione

Per arrivare alla proposta oggetto di progetto sono state prese in esame diverse ipotesi localizzative.

La premessa da fare rispetto alla proposta è che in data 19 gennaio 2010 la Società ha acquisito, mediante conferimento di ramo d'azienda, la ex-Ineos Films della zona industriale di Macchiareddu (Assemini – CA) con 98 dipendenti, per cui sono state avviate le procedure per la CIGS. Uno degli obiettivi della Società è la ricollocazione lavorativa dei dipendenti, e questa sarebbe più semplice se si potessero ricollocare in un ambito territoriale più prossimo possibile a quello della precedente posizione lavorativa. Il 15 giugno 2012, Sardinia Green Island ha siglato, unitamente alle Parti Sociali e Confindustria, un Accordo di Programma con la Regione Autonoma Sardegna (RAS) per lo sviluppo di impianti solari a concentrazione (CSP) fino a 50MWe in Sardegna<sup>1</sup>.

Oltre a questo si tenga conto che le linee di indirizzo del piano energetico regionale (approvate con delibera della Giunta RAS del 2/10/2015) dicono che si intende "sostenere l'autoproduzione di energia elettrica, stimolando prioritariamente l'autoconsumo" in quanto "il principio ... è quello del conseguimento prioritario di una quota di energia dedicata all'autoconsumo pari almeno al 50% nell'ambito del distretto energetico". Tale concetto è stato ripreso nell'ambito del piano energetico approvato in via definitiva nel corso del 2016, in quanto tra gli obiettivi prioritari è stato indicato quello di "promuovere la generazione distribuita dedicata all'autoconsumo istantaneo, indicando nella percentuale del 50% il limite inferiore di autoconsumo istantaneo nel distretto per la pianificazione di nuove infrastrutture di generazione di energia elettrica".

Questo significa che posizionare la produzione di energia elettrica vicino ad aziende energivore persegue gli obiettivi del piano. Inoltre questo è un posizionamento strategico, perché permette anche un abbattimento dei costi connessi agli oneri di sistema e dunque garantirebbe comunque ottimi introiti a chi vende l'energia

---

<sup>1</sup> L'accordo di programma è stato ri-siglato poi il 30 aprile 2015

e notevoli risparmi a chi la acquista.

Nell'ottica di costruire delle sinergie, già in fase di progetto il proponente ha preso contatti con diverse aziende presenti nell'area industriale di Macchiareddu ed ha avuto riscontri positivi con l'impresa Bekaert Sardegna S.p.A., (sede in Assemini, CA, Quarta Strada – z.i. Macchiareddu Grogastu), il cui a.d. Roberto Secchi ha manifestato per iscritto il proprio interesse alla eventuale sottoscrizione di un contratto di fornitura diretta di energia elettrica ed ha anche dato la disponibilità alla partecipazione ad un incontro, promosso dalla Presidenza della Regione Autonoma della Sardegna, nel quale si potrebbero definire gli obiettivi nell'ambito di coerenza del progetto con la pianificazione energetica Regionale. Sulla base dei consumi infatti la Bekaert da sola sarebbe in grado di assorbire da sola oltre il 50% dell'energia che verrebbe prodotta dall'impianto in progetto. Peraltro la fornitura avverrebbe a condizioni assolutamente vantaggiose in quanto ci sarebbe la possibilità di un notevole abbattimento dei costi connessi agli oneri di sistema.

Questo significherebbe contemporaneamente avere una consegna diretta dell'energia all'azienda, evitando il passaggio in rete, un immediato vantaggio per il produttore di energia, ed una ricaduta locale altrettanto importante, in quanto il compratore potrebbe avere energia a costi ridotti rispetto al mercato, con riduzione dei costi ed aumento di competitività aziendale, che in qualche modo potrebbero sopperire alle remunerazioni della super-interrompibilità di Terna, che oggi sono messe in discussione e la cui assenza aggraverebbe non poco i costi dell'energia elettrica, mettendo a rischio l'esistenza stessa dell'azienda.

Fatte queste premesse la prima ipotesi di localizzazione presa in esame è dunque stata quella di collocare l'impianto solare termodinamico all'interno della stessa area industriale di Macchiareddu.

Questa collocazione però a conti fatti si è dimostrata impraticabile per diverse ragioni.

La prima ragione è che il CACIP non ha disponibilità al momento di aree sufficienti ad ospitare l'impianto.

Una semplice ricognizione al link <http://www.cacip.it/it/cosa-offriamo/lotti-macchiareddu/it/69040.php> mostra come attualmente il lotto disponibile più grande sia di dimensioni inferiori agli 11.000 metri quadrati.

Lo stesso sito del CACIP comunque specifica che le dimensioni dei lotti possono variare fra i 2000 ed i 50.000 mq, vale a dire 5 ettari, mentre il progetto in esame ha necessità di una superficie di almeno 50ha.

Esiste peraltro una determinazione del consiglio di amministrazione del CACIP, la n°9391 del 21/07/2007, che pone un limite massimo di 10 ha alle dimensioni dei lotti utilizzabili per la produzione di energia da fonti rinnovabili, questo limite è poi stato elevato a 15 ha, con D.c.a. n°9916 del 08/11/2011 e con delibera commissariale successiva tale limite è stato imposto anche ai lotti di proprietà privata. Solo recentemente questo orientamento è stato corretto ancora al rialzo (delibera 43/2016) portandolo a 25 ha. Tutti questi limiti, incluso l'ultimo (peraltro tardivo per poter essere incluso nelle considerazioni del progetto, per cui la ricerca dell'area è stata soprattutto condizionata da quello del 2011), impediscono di inserire l'impianto di progetto in area industriale.

Le “taglie” di impianto realizzabili all’interno dell’area industriale di Macchiareddu non sono sufficienti a garantire un numero di posizioni lavorative congrue, sarebbero molto più costose (alcune parti dell’impianto resterebbero pressoché inalterate, aumentando di molto la loro incidenza sul totale). Frazionare l’impianto in piccoli impianti da distribuire su diverse aree industriali renderebbe l’investimento iniziale molto più corposo ed i tempi di autorizzazione e realizzazione sarebbero senz’altro più lunghi.

La seconda ragione è relativa ai costi dei lotti stessi. I lotti del CACIP sono ceduti a cifre comprese fra i 47 ed i 60€ a mq. Quindi (ammesso fosse possibile reperirli) 50 ha in ambito CACIP avrebbero un costo compreso fra i 23.500.000 ed i 30.000.000 di euro. Questo considerato che in agro abbiamo un prezzo di circa 15.000€/ha (cioè 1,5€/mq) significa un importo fra le 31 e le 40 volte tanto.

A questo vanno aggiunti anche gli oneri di urbanizzazione che occorre pagare al CACIP, attualmente valutati pari al 3,5% dell’energia prodotta.

Sostanzialmente l’impossibilità di reperire le aree necessarie, le ridotte dimensioni di impianto effettivamente realizzabili all’interno dell’area industriale, gli aumenti dei costi per MWe installato e prodotto, la conseguente poca economicità dell’operazione stessa e le notevolmente diminuite opportunità di collocamento lavorativo hanno portato alla decisione di collocare altrove il progetto.

Un altrove che per quanto detto sopra è stato pensato potesse essere, nei limiti delle possibilità offerte dalle normative e dei lotti reperibili, un luogo il più prossimo possibile alla stessa area industriale, sempre per avere gli stessi benefici di prossimità di cui sopra (vicinanza ad insediamenti energivori e prossimità alla ex sede della Ineos Films), superando però le criticità appena descritte.

L’opportunità (unita ad altri vantaggi che andremo ad esplicitare) è stata fornita dall’esistenza di un lotto confinante con l’area industriale, con dimensioni adatte ad ospitare l’impianto e con una serie di vantaggi derivanti dalle dotazioni già in essere su di esso.

Ovviamente il fatto che il sito non sia in area industriale ma in area agricola introduce anche alcune criticità (temporaneo impedimento di attività agricola sulla superficie occupata dall’impianto, cambiamento del paesaggio, ecc) che saranno adeguatamente discusse nel resto del presente studio, ma, con le opportune accortezze, queste non rappresentano vincoli insormontabili.

I vantaggi e le opportunità che questa collocazione offre sono diverse ed andiamo ad illustrarli.

- Intanto se è vero che non siamo in ambito industriale è pur vero che siamo in stretta contiguità con esso (un angolo dell’azienda, su un lotto catastale non interessato dal presente intervento è già classificato come area industriale), per cui lo skyline è comunque dominato dalle infrastrutture industriali, e le altezze dell’impianto in progetto (6,5 metri per i pannelli, circa 12 metri per i serbatoi e la centrale di back-up) certo non lo fanno diventare il principale ostacolo visivo, detto pure che la sua visibilità dall’esterno sarà molto ridotta (quasi nulla) viste le fasce frangivento del lotto.

- Sul terreno passa una linea di AT, con due tralicci posizionati all'interno di esso.
- A nord-ovest il lotto confina con l'area industriale e qui è presente un pozzetto di raccolta della acque connesso al depuratore del CACIP.
- Il fondo è di un unico proprietario (Agricola Mediterranea spa) con cui già esiste un accordo.
- Il ciclo agricolo del lotto è terminato da qualche anno ed in questo momento il terreno è interessato da utilizzo agricolo sporadico. Precedentemente infatti c'era un prugno (circa 30.000 piante), la cui vita utile però è finita circa dieci anni fa, e che in fasi successive fra il 2007 ed il 2013 è stato espantato. In quegli anni l'azienda è restata per diversi anni non utilizzata o utilizzata per il foraggio solo in alcune parti già interessate dall'espanto, ed in seguito al completamento dell'espanto, in maniera un po' sporadica, si è ripresa l'aratura e la semina per la produzione di foraggio; alcune volte su tutta la superficie, altre su parti di essa. Attualmente sono arati i campi della parte nord, per circa 100ha, mentre, quest'anno, la parte sud non è stata lavorata.
- A supporto dell'attività di trasformazione delle prugne era stato edificato, ed esiste ancora, un complesso di immobili realizzati negli anni novanta. Si tratta di circa 9000 mq di superfici edificate, che verranno totalmente riutilizzate dalla società per le attività di supporto all'attività di produzione di energia ed alla attività agricola connessa alla realizzazione di un mandorleto.
- Esiste la stessa possibilità di riutilizzo anche per un impianto di stoccaggio di GPL, attualmente presente all'interno dell'area oggetto dell'intervento (anch'esso utilizzato per l'attività agroindustriale a suo tempo ivi condotta), ed in grado di essere utilizzato per l'alimentazione della centrale di back-up, prevista in tutti gli impianti solari termodinamici come supporto nel caso di mancanza prolungata o di presenza insufficiente di irradiazione solare, possibile soprattutto nel periodo invernale.
- Il fondo è dotato di 6 pozzi ad uso irriguo della portata media di 9 l/s, e di un bacino di stoccaggio delle acque della capacità di circa 10.000 mc. Esiste infine, a completamento delle dotazioni irrigue, una rete di adduzione che origina dal suddetto bacino di accumulo, anche se completamente in stato di abbandono, più da sostituire che da revisionare, composta da un anello principale che percorre l'intero perimetro del lotto, e da diverse derivazioni secondarie a servizio delle originarie compartimentazioni aziendali. Seppure in cattive condizioni anche questa predisposizione, opportunamente ripristinata, è riutilizzabile ai fini dell'impianto solare termodinamico.
- La maglia di questo terreno agricolo è orientata secondo gli assi S-N e E-O, ideale per la realizzazione dell'impianto termodinamico, a differenza della maglia industriale per lo più orientata SO-NE, e che dunque non consente neppure uno sfruttamento ottimale dello spazio nel posizionare l'impianto.

La localizzazione del fondo (vicino area Macchiareddu e stabilimenti Bekaert ed ex-Ineos Films), la sua dimensione, il suo orientamento, le sue dotazioni riutilizzabili, ne fanno il luogo ottimale su cui realizzare l'impianto solare termodinamico in progetto.

D'altronde le grosse limitazioni esistenti alla realizzazione di questo tipo di impianti poste negli anni scorsi, hanno portato, in generale, ad una pressoché saturazione delle aree disponibili per lo sviluppo di impianti di grossa taglia in aree industriali. Questo lo si capisce anche dalla normativa del settore. Il legislatore infatti per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ha progressivamente espresso un *favor*, a livello nazionale, nella localizzazione degli impianti anche in contesti agrari, in particolare, nelle zone classificate "agricole" nei vigenti piani urbanistici, senza circondare tale possibilità con particolari cautele (l'art. 12 c.7 del Dlgs. 387/03 prevede espressamente che tali impianti possano essere realizzati in tali zone senza effettuare la variazione di destinazione d'uso).

Per tutte le ragioni sopra esposte il progetto viene presentato su un lotto agricolo in territorio comunale di Uta.

Senza dubbio la soluzione localizzativa proposta ha come costo ambientale l'occupazione temporanea e l'impossibilità di utilizzare la parte del lotto occupata dall'impianto per finalità agricole, almeno per i prossimi 25 anni. Tuttavia il progetto non impedisce l'utilizzo agricolo della restante parte del lotto (tanto da proporlo esso stesso) e la tipologia di impianto e la realizzazione delle opere, con opportune precauzioni, si prestano al ripristino delle condizioni iniziali una volta conclusa la vita dell'impianto. Anzi, come verrà dibattuto meglio nel presente studio, lo stesso terreno agricolo interessato dall'impianto potrebbe trarre anche qualche vantaggio da questo riposo forzato.

Va anche detto che il terreno agricolo di cui trattasi è sicuramente stato oggetto di bonifica, per cui in qualche modo artificiale esso stesso, ed in cui le colture si sono spesso avvicendate. Le attuali fasce frangivento di eucalipti, così come la precedente piantumazione a prugno, dimostrano la scarsa storicizzazione agricola di questo territorio, il cui utilizzo si modifica e cambia nel tempo in funzione di scelte dettate dalle opportunità del momento, e non per un suo consolidato uso che viene mantenuto e perpetuato. Il solare termodinamico, con le possibilità che offre di riconversione agricola alla fine della sua vita utile va pertanto visto come un'altra funzione antropica temporanea.

Come anticipato il progetto presentato per una parte significativa dell'azienda (circa 130 ha su 182 ha) prevede comunque un'immediata riconversione agricola, ed anche quest'ultimo utilizzo ha una sua vita utile pressoché identica a quella dell'impianto termodinamico (25 anni), terminata la quale il terreno sarà pronto ad accogliere nuove destinazioni. Per cui la localizzazione scelta dà anche l'opportunità di recuperare da subito ad un utilizzo agricolo di qualità una parte del lotto, con conseguente recupero ed utilizzazione delle strutture esistenti, a fronte di un'incerta data di riutilizzo agricolo di tutto il lotto ed a fronte invece di un

veloce e certo deperimento delle strutture presenti se presto non verranno riutilizzate.

## 2.2. Alternative e trascorsi progettuali

Abbiamo parlato sopra dell'Accordo di Programma con la Regione Autonoma Sardegna (RAS) per lo sviluppo di un impianto solare a concentrazione (CSP) fino a 50MWe in Sardegna. In base all'Accordo la RAS ha preso l'impegno a completare l'iter relativo al rilascio delle autorizzazioni entro il mese di novembre 2012.

A tal fine il 31 luglio 2012 venne presentato in Regione il progetto di un impianto solare termodinamico della potenza di 20 MWe ubicato nel comune di Vallermosa (CA) in località "Sa Nuxedda", dove *Sardinia Green Island* aveva precedentemente presentato la richiesta di Autorizzazione Unica per un impianto fotovoltaico da 50 MW. Dopo varie vicissitudini, l'iter autorizzativo dell'impianto termodinamico di Vallermosa è attualmente in standby in seguito al ricorso al TAR portato avanti dal soggetto proponente.

Nel febbraio 2014 è stato presentato un altro progetto di solare termodinamico, ubicato nello stesso terreno del progetto attuale, che presentava la stessa tecnologia a concentrazione ma con torre centrale. A seguito di diverse osservazioni venivano apportate delle migliorie progettuali relative ad una diversa disposizione degli specchi, che consentivano di abbassare l'altezza della torre a 140 m, al di sotto dell'altezza massima consentita dall'ENAC.

Anche questa variante del progetto ha incontrato però non poche difficoltà al SAVI, soprattutto relativamente all'impatto della torre centrale, sia per questioni visive per la sua particolare interferenza con l'avifauna, per la quale veniva chiesto il monitoraggio in determinati periodi dell'anno.

Al fine di superare le criticità evidenziate nel mese di aprile del 2015 è stato firmato con la RAS un nuovo accordo di programma.

Fatto tesoro di tutte le precedenti esperienze, il progetto attuale si differenzia sostanzialmente per la tecnologia adottata. Il presente progetto contempla infatti la tecnologia a collettori parabolici, la più evoluta e decisamente la meno impattante, sia relativamente agli effetti sull'ambiente che sugli impatti visivi, come verrà dibattuto nel resto del SPA.

Il progetto verrebbe realizzato nel 2018-2020 per un investimento totale stimato inizialmente in circa 125 mln di euro, occupando 300 risorse nella fase di costruzione e oltre 40 in quella di gestione.

### 2.3. Tecnologie a confronto – Scelta sistema a collettori lineari parabolici

Considerate le varie tipologie progettuali presentate e la scelta della tecnologia precedentemente adottata, ossia quella del solare termodinamico a concentrazione a torre centrale, che anche con le migliori richieste nel precedente iter procedurale di scoping non aveva ottenuto pareri positivi, nella presente proposta progettuale la scelta della tecnologia è stata dettata dalla necessità di eliminare le principali problematiche sorte nelle precedenti conferenze di servizi. Pertanto la scelta tecnologica della proposta si è focalizzata sul sistema a collettori parabolici, che possiamo valutare come la migliore scelta tecnologica oggi a disposizione per la produzione di energia da fonti alternative per la specifica localizzazione ed il lotto in esame.

Il campo solare a collettori lineari parabolici ha infatti un'altezza massima di 6,5 m e non è presente il ricevitore, posto in cima alla torre, che era facilmente visibile non solo per l'altezza ma anche per la luce emessa. Il fatto di non avere la torre permette inoltre una maggiore libertà nella scelta del layout di impianto, ed un inserimento nel rispetto delle linee caratteristiche dell'area, ovvero sugli assi Nord-Sud. Le maggiori altezze sono raggiunte nel power block, ma comunque parliamo di 19 metri, per lo più realizzati con castelli in acciaio. Anche i volumi tecnici sia come dimensioni che all'apparenza non differiscono sostanzialmente dagli edifici a servizio dell'agricoltura presenti normalmente in aziende come quella in esame. L'assenza della torre permette inoltre di eliminare un problema relativo alle bruciature degli uccelli, dovute al fatto che molti specchi del campo solare fanno convergere il calore in un'area piuttosto ristretta. Nel campo solare parabolico ogni singolo specchio concentra i propri raggi sul tubo ricevitore, che peraltro è schermato e la cui superficie esterna è a temperatura ambiente, per cui il problema non si presenta, ed in letteratura non c'è evidenza di uccelli morti per ustione in questo tipo di campo solare. Non di meno è previsto un adeguato monitoraggio per una ulteriore verifica sul campo.

### 2.4. Alternative tecnologiche

Abbiamo spiegato sopra perché siamo arrivati ad un impianto a collettori parabolici. Intanto il grado di soleggiamento dell'area è ottimo per le tecnologie solari, mentre l'idea di un campo eolico mal si sposa con le questioni relative alle altezze delle pale, e dunque al loro impatto visivo, oltre che al loro impatto diretto sull'avifauna. Il vantaggio riscontrabile rispetto ad un tradizionale impianto fotovoltaico consiste in una produzione di energia più uniforme nel tempo causa lo sfruttamento indiretto dell'energia solare anche di notte o in caso di cattivo tempo, addirittura fino ad alcuni giorni grazie al sistema di accumulo del fluido termovettore e all'alta temperatura raggiungibile dai sali fusi (circa 550 °C).

Per far fronte ai periodi di scarso soleggiamento, specialmente nel periodo invernale e per impianti di grossa potenza, si è pensato di abbinare a questo tipo di impianti solari, dei sistemi di combustione tradizionali con cui poter mantenere la temperatura dei sali fusi oppure, come per esempio nel caso del progetto Archimede, dove l'impianto solare termodinamico è stato integrato con un impianto termoelettrico a ciclo combinato alimentato a metano. Anche il presente progetto ha una caldaia a metano, per le stesse ragioni.

Il sistema a torre centrale aveva soprattutto problemi relativi all'altezza della torre ed era meno flessibile riguardo alla disposizione degli specchi. Il sistema a collettori parabolici invece permette di avere altezze massime nel campo degli specchi di 6,5m e sulla centrale di backup di 19m, che rendono il campo solare pressoché invisibile dal basso e permette anche una distribuzione sul terreno più flessibile e peraltro perfetta per l'orientamento nord-sud del lotto. Inoltre questi collettori sono motorizzati in modo da inseguire costantemente il Sole nel suo moto apparente in cielo (sono detti per questo eliostati), massimizzando così la resa di captazione solare durante l'intero arco della giornata. In caso di forte vento è previsto l'abbassamento verso terra degli specchi in modo da evitare rotture, posizione utilizzata anche per pulire gli specchi. Questa loro mobilità permette anche di non avere zone d'ombra perenne, come nel caso di pannelli fissi (fotovoltaici o termodinamici), cosa decisamente vantaggiosa per le aree sottostanti ed i processi di fotosintesi delle coperture vegetali al suolo. A incrementare questo vantaggio va anche l'interasse di 18 m fra i pannelli (che significa 12 metri di fascia libera), per cui il sole riesce tranquillamente ad arrivare dappertutto e garantire la fotosintesi. L'asse di rotazione dei pannelli è posto a 3,5 metri da terra, per cui anche l'aria è abbastanza libera di circolare, considerato che su 12 metri di lunghezza complessiva ogni pannello ha solo due punti di appoggio a terra tramite una struttura a traliccio. Il risultato in sostanza è un suolo ombreggiato similmente a come lo era quando era impiantato il prugno.

Tutti questi elementi hanno quindi guidato in via definitiva la scelta progettuale su un impianto termodinamico a specchi parabolici.

Scelta questa tecnologia, esiste comunque un ventaglio di scelte differenti a seconda della tipologia di fluido termovettore. Nel tempo la tecnologia si è evoluta passando da sistemi con acqua/vapore, ad olio diatermico, fino ai sali fusi, che attualmente rappresentano la massima evoluzione tecnologica disponibile.

Analizziamo brevemente vantaggi e svantaggi di queste tre tecnologie.

### **Acqua/vapore**

- Presenta alcune limitazioni in merito alla temperatura massima raggiungibile e alla efficienza di conversione in energia elettrica.
- Richiede sistemi di canalizzazione e serbatoi di dimensioni maggiori rispetto ad altri fluidi.
- Non può essere utilizzato per il sistema di accumulo o come fluido del ricevitore, non risultando compatibile

con il decreto FER.

- Presenta rischi per le alte pressioni necessarie al funzionamento
- Sicuramente è il fluido più conveniente dal punto di vista dei costi e dell'impatto ambientale.

#### **Olio diatermico**

- Permette di raggiungere una buona efficienza dell'impianto con un limite di 400° C alla massima temperatura raggiungibile (degradazione termica).
- Richiede l'utilizzo di ampi serbatoi termici.
- Non può essere utilizzato per il sistema di accumulo.
- È considerato ottimale per il funzionamento del turbogeneratore.
- Sicuramente è il fluido più pericoloso in caso di incidenti (è combustibile) e per gli effetti inquinanti di eventuali perdite, che considerate le quantità in gioco rappresentano il problema più grande di questi impianti.

#### **Sale fuso – 60% Nitrato di Potassio (KNO<sub>3</sub>) e 40% Nitrato di Sodio (NaNO<sub>2</sub>)**

- Consente di massimizzare l'efficienza dell'impianto grazie alle altissime temperature raggiungibili (fino a 600 ° C)
- Permette di utilizzare serbatoi termici di dimensioni ridotte rispetto agli altri fluidi
- Consente di ridurre i costi grazie a una semplificazione dell'impianto (opera come unico fluido sia per l'assorbimento di calore che per l'accumulo termico) che per la riduzione in termini di volume complessivo del fluido utilizzato.
- Con l'utilizzo di miscele a sali fusi è possibile migliorare la capacità di accumulo termico dell'impianto, prolungandone la produttività anche fino a molte ore senza esposizione al sole
- A differenza dell'olio, i sali fusi, anche in presenza di incidenti e dispersioni, non inquinano, dato che sono sostanze normalmente usate anche in agricoltura. Peraltro i sali si solidificano a contatto con l'aria ed i serbatoi hanno comunque un sistema di raccolta e contenimento attorno che evita comunque la dispersione in ambiente in caso di incidenti gravi ai serbatoi stessi. In caso di perdite lungo i tubi invece c'è un sistema di rilevazione delle perdite che blocca subito il pompaggio e richiama i sali in serbatoio. Pertanto eventuali fuoriuscite di sale sarebbero molto limitate come quantitativi e per le ragioni di cui sopra non costituirebbero rischi per l'ambiente.

Per queste ragioni si è scelto di utilizzare un sistema a sali fusi.

Un'altra importante scelta tecnologica è quella relativa al sistema di raffreddamento del vapore in uscita

dalla turbina. Infatti sebbene un sistema di raffreddamento ad acqua sia più efficiente, esso richiede il consumo di grandi quantitativi di acqua (circa 3,5mc per MWh prodotto) per cui si è deciso di optare per un sistema ad aria, che è meno efficiente, ma è invece meno impattante sui consumi idrici, richiedendo appena 0,3 mc per MWh prodotto, cioè circa un dodicesimo. Peraltro il raffreddamento ad aria restituisce in ambiente sotto forma di calore una parte di quanto viene sottratto dagli specchi, aiutando a ridurre ulteriormente le interferenze dell'impianto con il sistema naturale.

## 2.5. Alternativa “zero”

Le considerazioni circa la possibilità di non realizzazione dell'opera – alternativa “zero” – lasciano aperti diversi scenari, soprattutto se, come pare il caso, dobbiamo provare a capire cosa potrebbe succedere nel tempo di 25 anni, che è la durata utile stimata del progetto proposto prima di una sua dismissione e conseguente ripristino ambientale.

### 2.5.1. Primo scenario - rinaturalizzazione

Una delle possibilità è quello del progressivo abbandono dell'utilizzo agricolo dell'area, che porterebbe ad una graduale e progressiva rinaturalizzazione. Effettivamente la ridotta presenza antropica in una superficie così grande potrebbe innescare fenomeni di ricolonizzazione da parte di alcune specie animali, oltre che di quelle vegetali. Il vantaggio di questo scenario per alcune specie animali e vegetali ci sarebbe, vista la densità antropica dei terreni confinanti, sia ad est con l'area industriale di Macchiareddu, sia per il tessuto agricolo di contesto, dove, dall'interpretazione delle fotografie aeree, non pare di leggere grandi aree in abbandono. Questo scenario tuttavia appare poco probabile. Il terreno fa parte di una proprietà privata, che ha tutto l'interesse di rimettere in qualche modo a frutto il terreno, oppure di cederlo prima che il suo valore si abbassi troppo. Non è credibile che una superficie di questo genere resti all'interno di una proprietà che rinunci ad un suo utilizzo agricolo (e dunque a trarne redditi significativi) per i prossimi 25 anni, lasciando ri-naturalizzare le superfici. Anche il contesto circostante, generalmente agricolo, e la frapposizione fra l'area di Santa Gilla e quella in oggetto dell'area industriale di Macchiareddu, non lasciano presupporre un intervento pubblico o privato (tramite espropriazione o acquisto per realizzazione di aree protette a diverso titolo) per perseguire scopi ambientali.

### 2.5.2. Secondo scenario – utilizzi agricoli differenti e/o frazionamento

Il secondo scenario possibile è che il terreno ritrovi nel tempo altre riutilizzazioni agricole. Chiaramente attualmente non possiamo ipotizzarne né il quando né il come, né possiamo dire se questi utilizzi interesserebbero tutta la superficie o solo una parte di essa.

Un'altra possibilità è che il terreno possa essere diviso in lotti più piccoli ed essi vengano riutilizzati con differenti destinazioni. Potremmo avere (come in questo momento) alcuni pezzi soggetti a periodi di rinaturalizzazione, seguiti da periodi di riutilizzo, che di fatto annullerebbero in tempi minimi molti dei vantaggi della rinaturalizzazione per le specie animali e vegetali, riportando con un solo ciclo di lavorazioni meccaniche il terreno alle condizioni iniziali, ma che potrebbero avere il vantaggio di non depauperare il suolo con utilizzi intensivi. Chiaramente utilizzi frazionari, saltuari ed estemporanei non produrrebbero grandi ricadute economiche od occupazionali e sarebbero sempre soggetti ad essere modificati in relazione a scelte di convenienza del momento. La divisione in più parti potrebbe peraltro significare anche l'apparire di nuovi confini e recinzioni che accrescerebbero la frammentazione del territorio.

### 2.5.3. Terzo scenario - ripresa dell'utilizzo agricolo

Nel migliore dei casi, il terreno potrebbe ritrovare una ricollocazione agricola a tempo pieno che produca anche un qualche reddito. Ovviamente considerate le dimensioni servirebbe un rilancio dell'attività da parte della proprietà o una cessione (in uso o della proprietà) ad una azienda in grado di gestire quelle superfici. Attualmente la Agricola Mediterranea Spa non ha per l'area in questione un piano di rilancio agricolo, per cui non sembra probabile una ripresa a breve termine. Cambiamenti nel comparto agricolo potrebbero stimolare nuovi investimenti, ma allo stato attuale non possiamo affermarlo con certezza. Come per il secondo scenario non è dato sapere quale potrebbe essere la destinazione agricola specifica. Ovviamente questo potrebbe significare anche l'introduzione di colture che necessitano (o per le quali vengono comunque utilizzati) fertilizzanti sintetici o naturali, o altre tipologie di trattamento che possono avere ricadute negative sull'ambiente.

### 2.5.4. Quarto scenario –espansione dell'area industriale

Considerata la posizione del terreno in questione ed il fatto che l'area industriale a Ovest ed a Sud non abbia sostanzialmente possibilità di espansione, un'opzione possibile (anche questa però, va subito detto poco probabile nell'orizzonte temporale dei 25 anni) è che il terreno in oggetto possa essere inserito all'interno

della perimetrazione dell'area industriale (ricordiamo che l'angolo a NE dell'azienda è già classificato come industriale). Le possibili espansioni dell'attuale area industriale sono le direzioni Est e Nord, visto che a sud abbiamo la strada e subito il mare, ed ad ovest lo stagno di Santa Gilla.

Il fatto che il lotto appartenga ad una sola proprietà, che abbia una dimensione notevole ed un andamento sub pianeggiante potrebbe rendere più conveniente un'eventuale espansione dell'area industriale ad est che a nord. A nord infatti troviamo una proprietà molto più polverizzata ed un andamento plano-altimetrico più movimentato. Inoltre a Nord - Nord-Ovest, sotto la SP2, troviamo già il sistema della foce del rio Mereu e del Cixerri e dunque, in generale, una condizione più sensibile dal punto di vista degli usi antropici e dei valori ambientali e pertanto meno adatta ad essere convertita in industriale. Ovviamente questa alternativa potrebbe concretizzarsi solo in caso di saturazione delle attuali superfici del CACIP i cui confini potrebbero essere allargati proprio ad includere la proprietà in esame.

Gli scenari generati dall'alternativa "0" impongono tutti ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione del progetto. Il progetto presentato, quasi anticipando diverse possibilità degli scenari sopra descritti, prevede un utilizzo di circa 42,8 ha per la produzione di energia elettrica tramite un impianto solare termodinamico e l'impianto di un mandorleto, su circa 130ha. Questo significa essenzialmente una re-immissione a breve del terreno nel ciclo produttivo, seppure con questa parzializzazione ad uso industriale prima non presente. Si manterrebbe comunque la proprietà unica, si avrebbe una vita utile delle due destinazioni d'uso simile (anche il mandorleto andrà reimpiantato nei 25 anni) e, con alcune accortezze da prendere da subito (vedi la parte del SPA sugli impatti), potremmo alla fine del ciclo riavere il terreno con le stesse possibilità di oggi per un eventuale riuso agricolo totale.

Oltre a ciò va considerato che rinunceremmo ad una ricaduta occupazionale immediata e quantificabile, che permetterebbe l'espletazione dell'accordo di programma con la RAS, a fronte di una capacità occupazionale legata a quel terreno incerta e non quantificabile. Le stime del piano economico dell'opera infatti prevedono l'occupazione di 40 unità lavorative a tempo indeterminato nella fase di gestione, con una fase di costruzione che prevede l'impiego di circa 300 unità per un arco temporale di 30 mesi.

In ultima analisi (ma non meno importante) tutti gli scenari collegati all'alternativa "zero" impedirebbero la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale globale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili.

## 1. Analisi costi-benefici

Con il termine analisi costi-benefici si indica un insieme di tecniche di valutazione di progetti di investimento basate sulla valutazione, il calcolo ed il confronto di tutti i costi e i benefici direttamente e indirettamente ricollegabili all'investimento stesso.

L'analisi viene condotta in genere in maniera parametrica ed unitaria, ossia riportando ogni unità di input in unità di costi elementari e, allo stesso modo, traducendo gli output in unità di benefici elementari. Ad ognuna di queste unità si tenta poi di attribuire un valore, il più oggettivo possibile, per fare in modo che questo sia quindi misurabile e confrontabile. Il costo totale, pertanto, è pari alla somma dei costi di tutte le unità di costi elementari, mentre il beneficio totale è, analogamente, la somma dei valori delle unità dei benefici elementari.

È possibile, con questo sistema, valutare benefici e costi diretti e indiretti. Per aver risultati affidabili, è importante circoscrivere in modo quanto più possibile realistico le unità dei benefici e dei costi elementari ed utilizzare valori (prezzi o costi) il più possibile oggettivi.

In linea di massima svolta in questo modo si tratta di un'analisi finanziaria del progetto, relativa dunque alla convenienza del proponente a scegliere ed intraprendere un certo tipo di operazione tra una serie di possibili alternative. Va anche detto che spesso la valutazione delle alternative è piuttosto limitata: infatti non sempre il proponente un progetto è alla ricerca del modo migliore per investire il proprio denaro tout court, ma anzi più spesso è il settore in cui opera solitamente, quello di cui conosce meglio i meccanismi, quello in cui tendenzialmente continuerà a svolgere la propria attività e su cui investirà i propri capitali. Pertanto un'azienda che si occupa di produzione di energia da fonti alternative, ovviamente focalizzerà la sua attenzione su questo campo. Anche la scelta tecnologica non è detto che sia dettata da questioni strettamente finanziarie, ma anch'essa sarà guidata dalle capacità e dalle opportunità di cui il proponente dispone. Ovviamente il *business plan* dovrà dare delle risultanze finanziarie positive per il proponente ed essere in linea con i tempi di ritorno dell'investimento che egli si propone di avere.

Qualunque operazione intrapresa da un privato a scopo di lucro non può uscire da questo tipo di visione. Se un progetto non è conveniente dal punto di vista finanziario per chi lo intraprende, non verrà mai scelto, o potrebbe essere scelto solo se gli scopi fossero filantropici e non legati alle leggi del mercato.

Non di meno anche progetti privati, finanziariamente sostenibili hanno ricadute collettive e sociali e proprio in quest'ottica occorre una loro valutazione per provare a comprenderne gli effetti. È ormai chiaro che

qualunque iniziativa si ripercuote, direttamente o indirettamente, sull'ambiente circostante, sia dal punto di vista strettamente naturale, che dal punto di vista antropico. Avremo pertanto ricadute negative (costi) e ricadute positive (benefici) che non riguardano il proponente ma la collettività e pertanto è in questo senso che questo tipo di valutazione si inserisce all'interno di un SPA. Ovvero occorre "spostare" il *business plan* dal settore strettamente finanziario e legato a costi e benefici relativi al proponente e riformularlo in un'ottica collettiva o "sociale" per comprendere a pieno (o almeno introdurre elementi valutativi) come un'iniziativa privata come quella proposta riverberi i suoi effetti su patrimoni e valori sociali.

Vi sono infatti molti benefici e costi che possono essere rilevanti per la collettività, anche in un'ottica intergenerazionale, e che il mercato non è in grado di valutare o comunque non riesce a rilevare in modo puntuale; ed infine altri che, seppure rilevabili, non vengono generalmente considerati dai privati. È l'adozione del punto di vista della collettività nella valutazione dei progetti che vale a contraddistinguere l'analisi costi-benefici in senso stretto dall'analisi finanziaria, pur condividendo queste due molte metodologie e l'approccio *with or without* della valutazione.

In tale ottica i prezzi adottati per la monetizzazione dei benefici e dei costi possono anche essere sensibilmente diversi da quelli di mercato; e, soprattutto, vengono attribuiti valori monetari anche a beni di cui effettivamente non esiste un mercato. Ovviamente questa è una stima indiretta e pertanto meno precisa e sicura di quella relativa a beni il cui prezzo è oggettivo e misurabile sul mercato, ma tuttavia esistono riferimenti bibliografici a cui agganciarsi per poter assumere un punto di vista oggettivo e non fare stime soggettive e locali più facilmente fallaci.

### 3. La valutazione dei beni collettivi in assenza di mercato

Esistono dei casi, generalmente riferibili a beni pubblici, dove i classici casi di stima non sono efficaci, soprattutto a causa della mancanza di un mercato relativo. Infatti in un mercato efficiente è il prezzo del bene che ci indica la scarsità della risorsa e che, crescendo, in qualche modo contribuisce anche alla sua tutela (questo non è sufficiente, ma sicuramente va nella riduzione del suo uso e consumo).

Nel caso dei beni ambientali questo non accade. Infatti i beni ambientali non vengono scambiati all'interno di un mercato per cui sono compresi tutti tra i cosiddetti "fallimenti del mercato", ovvero il mercato non è in grado di attribuirgli un valore, nonostante quasi sempre li coinvolga nella produzione.

Non esiste un mercato della qualità dell'aria, dell'acqua o del paesaggio, così come non esiste un mercato per i parchi, le spiagge pubbliche o la bellezza di un bene naturale. Pur tuttavia la valutazione si trova spesso a dover provare a fare i conti con questo tipo di bene, soprattutto quando siamo davanti a usi, danni o ad alterazioni ambientali non reversibili o reversibili solo a lungo o lunghissimo termine. In questi casi la rinuncia collettiva (forzata o anche per scelta) all'uso di un bene, o ad un suo utilizzo alternativo va comunque valutata all'interno di un'analisi costi benefici "sociale". In qualche misura occorre pertanto simulare un mercato e rimettere il bene in una condizione per cui essa possa essere valutato. Serve dunque riconoscerne una proprietà e dargli almeno un fattore di limitazione d'uso (un prezzo).

Per quanto concerne la proprietà si è cercato di risolvere la questione attraverso un'attribuzione collettiva dei diritti di proprietà coi principi "chi inquina paga" o "chi usa paga" introdotti dall'OECD (in italiano organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.).

In letteratura si è pertanto sviluppato tutto un filone che si occupa di valutazione di beni collettivi, ed il cui problema principale è l'attribuzione di un valore monetario a beni che non hanno un mercato.

Dello specifica tema si occupa da tempo anche la Commissione Europea, che dagli anni '90 finanzia vari programmi volti a valutare i principali impatti provenienti dalla produzione ed il consumo di attività legate all'energia, come ad esempio i cicli del combustibile (ExternE). Va detto sin da ora che questo programma è volto a valutare i principali impatti delle fonti di produzione tradizionali (centrali nucleari, a combustibili fossili) ed è stato applicato solo ad alcune produzioni di energie rinnovabili (centrali eoliche offshore, Centrali a biomassa, centrali idroelettriche). Tuttavia la documentazione prodotta durante questi studi è cospicua e rappresenta un riferimento importante anche per il nostro caso.

Come abbiamo detto i costi esterni non rientrano nei costi diretti delle diverse fasi del ciclo di vita di una fonte energetica. Questi costi sono essenzialmente collegati a fattori d'impatto ambientale (emissioni di gas ad effetto serra, emissioni di gas inquinanti, incidenti rilevanti con effetti sanitari e ambientali ecc.). I sistemi di valutazione sviluppati sono differenti a seconda del tipo di esternalità. Per esempio ci sono esternalità che

producono problemi ambientali per cui poi il decisore pubblico deve porre in atto dei sistemi atti a contenerli o ridurli, e quindi stanziare dei fondi ed affrontare delle spese. In questi casi pertanto l'esternalità viene stimata in funzione delle ricadute economiche negative che produce e delle spese.

Ci sono invece esternalità che non producono direttamente spese, ma invece possono produrre la rinuncia ad alcuni introiti. In questo caso la loro traduzione economica avviene equiparando l'esternalità agli importi a cui si rinuncia. Questo sistema si chiama **costo opportunità**. Il costo opportunità rappresenta in linea di massima la quantificazione della rinuncia ad un uso alternativo di un bene; ossia si quantifica, calcolando a quanto equivale, fra tutte le rinunce, la rinuncia migliore.

L'idea di base è che ciò a cui si rinuncia per avere qualcosa è il vero valore di ciò che si sceglie di avere.

In altri termini, il costo opportunità è il sacrificio che un operatore economico deve compiere per effettuare una scelta economica. L'alternativa a cui si deve rinunciare quando si effettua una scelta economica è detta costo opportunità (*opportunity cost*). Ad esempio, quando una persona inizia a lavorare rinuncia ad una parte del proprio tempo libero al fine di ottenere un reddito economico, il tempo libero rappresenta il costo opportunità della scelta.

Per decidere come investire le proprie risorse in senso lato, l'operatore economico spesso valuta i costi e i ricavi che comportano variazioni monetarie. Ma le conseguenze di una scelta non si limitano a decisioni che comportano solo costi e ricavi destinati a essere registrati nella contabilità personale o aziendale, ma riguardano anche l'impiego di altre risorse, ad esempio il tempo.

I costi-opportunità si usano per valutare gli aspetti di scelte che non comportano necessariamente un esborso monetario da parte di qualcuno, ma possono essere utili per scegliere tra diverse strategie alternative in campo economico e più in generale in ogni settore del comportamento umano.

Si può rinunciare all'uso del bene in maniera alternativa (ad esempio il prezzo di una partita d'uva potrebbe tener conto della rinuncia alla trasformazione dell'uva in vino), oppure si può rinunciare a dei benefici che avrei se utilizzassi il bene in maniera differente.

In definitiva possiamo definire questo aspetto:

- O come il valore della rinuncia alla produzione, alla realizzazione o all'utilizzazione di un dato bene per produrre, realizzare o utilizzare altri beni in alternativa, cioè il valore della rinuncia ad un bene per impieghi alternativi
- O come il valore all'attualità dei benefici a cui si è disposti a rinunciare

In ultimo, ma forse più importante per la tipologia di progetto in analisi e l'iter di VIA che si è deciso di affrontare, come già abbiamo accennato sopra, esistono casi in cui dobbiamo dare dei valori a beni ambientali che in generale non hanno un mercato. Questo significa dover ricorrere a valutazioni indirette simulando mercati, basati su principi simili a quelli del mercato immobiliare, valutando indirettamente

domanda ed offerta per trovare poi un prezzo per quel bene. In questo caso diciamo che stiamo ricercando il **valore sociale** di un determinato bene.

Si tratta di determinare il valore afferente all'utilità di un bene pubblico di interesse collettivo.

Dobbiamo individuare un valore senza scambio, senza prezzo e senza mercato; in balia della sola domanda d'uso della comunità che, peraltro, è spesso volte gratuita (ad es. non si paga per utilizzare un parco pubblico).

Questo valore viene determinato in due modi (entrambi approssimativi), uno diretto ed uno indiretto

- **Il metodo diretto** è effettuato mediante interviste o questionari che mirano a comprendere la *disponibilità a pagare*, ossia si simula un mercato e si cerca tramite varie domande di trovare quanto mediamente ogni utente sarebbe disposto a pagare per quel bene. Se si vuole privare una comunità di un bene si può anche provare a valutare quanto quella comunità sarebbe disposta ad accettare come indennizzo per la privazione dell'uso del bene.

Il tallone d'Achille del metodo risiede essenzialmente nel fatto che si simuli un mercato inesistente e che la nostra disponibilità a pagare "a voce" non sia equivalente davvero a quella effettiva, per cui si possono ottenere risultati distorti in eccesso.

Il metodo indiretto misura invece quanto normalmente costa utilizzare quel bene in maniera indiretta (spese di trasporto per arrivarvi, *travel cost*). Il principio di base qui è che esistono utenti che, seppure in maniera indiretta, spendono dei soldi per fruire del bene, per cui si considera come essere questa la loro disponibilità a pagare, espressa non a voce, ma messa in atto con comportamenti volti all'uso del bene. Se si sommano le spese di un anno di tutti i fruitori si può avere una cifra da capitalizzare per valutare il valore del bene.

Anche questa valutazione comunque è tutt'altro che semplice e presenta alcune carenze, infatti:

- Non si conosce in genere il numero delle persone che utilizzano un bene pubblico, figuriamoci da dove vengono e quanto spendono;
- Il bene può avere un valore in se stesso (anzi generalmente ce l'ha);
- Non si tiene conto del tempo che si spende (sia per arrivare che per utilizzare il bene);
- Non si valuta se la distanza consente solo una o più visite al giorno;
- Non c'è costo per visitatori "vicini" (che magari arrivano a piedi o in bicicletta) ma che invece sono anche quelli che utilizzano maggiormente il bene e su cui si ripercuoterebbe di più la sua indisponibilità futura.

Pur con tutti questi limiti fra spese dirette, introiti mancati, costo opportunità e valore sociale si può arrivare ad attribuire un valore economico a tutte le esternalità (qui stiamo trattando in particolare quelle negative) e poi con una metodologia adeguata riuscire ad effettuare un bilancio all'attualità (momento della scelta) fra costi e benefici futuri. In generale nel presente lavoro noi non attueremo alcuna valutazione di quelle di cui

sopra (richiederebbe uno sforzo non indifferente e produrrebbe comunque un'indagine "debole" e attaccabile, in quanto sviluppata dal o per conto del soggetto proponente) ma faremo riferimento a valutazioni rintracciabili in bibliografia che forniscono valori di riferimento per la costruzione del bilancio.

### 3.1. Indicatori di performance del progetto-

I progetti di trasformazione dei luoghi e le misure pubbliche in generale connesse ad essi hanno una durata pluriennale e pertanto dispiegano i loro effetti su un arco temporale lungo, distribuendoli anche in maniera abbastanza differente. Per questa ragione l'analisi costi benefici richiede il confronto di grandezze economiche (abbiamo monetizzato tutto) che si trovano distribuite in anni diversi. Per fare la comparazione occorre pertanto rendere confrontabili queste grandezze monetarie che si trovano distribuite in momento diversi, operandone uno sconto ad uno stesso momento. Siccome il nostro obiettivo è valutare a priori il risultato di tutte queste trasformazioni futuribili, il momento temporale a cui riferire questo sconto è l'attualità. Pertanto costi e benefici verranno attualizzati tramite un tasso di sconto adeguato, che se ben determinato ci darà la misura della convenienza della trasformazione nel suo complesso trattandola come differenza all'attualità fra la sommatoria di tutti i benefici e quella di tutti i costi.

Questo meccanismo è alla base dei principali metodi di valutazione dei progetti e delle politiche: il **Valore Attuale Netto (VAN)** ed il **Tasso Interno di Rendimento (TRI)**, detto anche indice di redditività.

Per la loro valutazione è stato fatto riferimento alla *Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003)*, pubblicata nel contesto del programma di studi e di assistenza tecnica nel settore delle politiche regionali della Commissione.

L'analisi costi-benefici (ACB) dei progetti di investimento è espressamente richiesta dai nuovi regolamenti dell'Unione Europea per i Fondi Strutturali (*Structural Funds-FS*), il Fondo di Coesione (*Cohesion Fund-FC*) e per gli Strumenti di pre-adesione (ISPA), per progetti con budget superiore, rispettivamente, ai 50, 10 e 5 milioni di euro. Gli Stati Membri sono responsabili della valutazione ex-ante, alla Commissione Europea spetta di giudicare la qualità di questa valutazione al fine di ammettere la proposta di progetto al cofinanziamento e di determinare il tasso di cofinanziamento. Notevoli differenze caratterizzano progetti di investimento nelle infrastrutture e quelli di tipo produttivo; molte differenze, inoltre, esistono tra paesi e regioni, tra diverse teorie e metodologie di valutazione, e, ancora, tra le procedure amministrative dei tre fondi. Nonostante queste differenze, molti progetti hanno alcuni aspetti comuni e la loro valutazione dovrebbe essere espressa in un linguaggio comune. Accanto agli aspetti metodologici generali,

l'accertamento dei costi e dei benefici è uno strumento utile a stimolare il dialogo tra le parti, Stati Membri e Commissione, proponenti dei progetti, funzionari e consulenti: è uno strumento di supporto nel processo di decisione collettivo. Inoltre, aiuta a garantire Questa Guida offre ai funzionari dell'UE, ai consulenti esterni e a tutte le parti interessate, un'agenda per il processo di valutazione. Il testo è pensato principalmente per i funzionari dell'UE, ma, contemporaneamente, fornisce utili indicazioni ai proponenti del progetto relativamente alle esigenze informative specifiche della Commissione.

Questa guida dunque rappresenta una base di riferimento anche per il presente lavoro, avendo peraltro essa un capitolo che offre un profilo di come debba essere condotta l'ABC in funzione dei settori coinvolti. Nello specifico noi abbiamo fatto riferimento nel nostro lavoro a quanto riportato per il settore della produzione di energia. La stessa guida offre inoltre alcune indicazioni riassuntive sul VAN e sul TIR, che sono state utilizzate per la redazione dei seguenti paragrafi.

### 3.2. Il Valore Attuale Netto (VAN)<sup>2</sup>

Abbiamo visto come per la conduzione dell'ACB occorra riportare allo stesso momento dati eterogenei distribuiti in diversi momenti della vita utile del progetto.

L'aggregazione di dati eterogenei è resa possibile dall'utilizzo di specifici coefficienti con funzione di peso. Tale coefficiente dovrebbe avere queste caratteristiche:

- Decrescere nel tempo;
- Dovrebbe misurare la perdita di valore del numerario nel tempo.

Tale coefficiente è chiamato fattore finanziario di sconto,  $a_t$  dove  $a_t = (1+i)^{-t}$  dove  $t$  è l'orizzonte temporale,  $i$  è il tasso di interesse, e  $a_t$  è il coefficiente per scontare valori finanziari futuri al loro valore attuale. Quindi, il valore attuale netto è definito come:

$$VAN (S) = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

dove  $S_n$  è il saldo dei flussi di cassa al tempo  $n$  e  $a_t$  è il fattore di sconto scelto come definito precedentemente. È un indicatore molto conciso della performance dell'investimento: è il valore attuale di tutti i flussi netti generati dall'investimento espressi in un valore unico con la stessa unità di misura usata nelle tavole di conto. È importante sottolineare che di solito il saldo dei primi anni dell'investimento è negativo, ma diventa positivo

<sup>2</sup> Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003)

successivamente. I valori negativi dei primi anni pesano più di quelli positivi degli anni successivi dato che tali valori decrescono nel tempo. Questo comporta che la scelta dell'orizzonte temporale è cruciale per la determinazione del VAN. Inoltre la scelta del tasso di sconto (cioè il tasso di interesse nella formula) influisce sul calcolo del VAN.

Questo indicatore rappresenta un criterio di valutazione molto semplice e preciso:

$VAN > 0$  significa che il progetto genera benefici netti (la somma dei  $S_n$  ponderati è ancora positiva) ed è generalmente desiderabile. In altre parole costituisce una buona misura del valore aggiunto del progetto per la società in termini monetari.

### 3.3. Il Tasso di Rendimento Interno (TRI)<sup>3</sup>

Il tasso di rendimento interno è definito come quel tasso di interesse che rende nullo il valore attuale netto dell'investimento, vale a dire il tasso di interesse che verifica l'equazione seguente:

$$VAN(S) = \sum_{t=0}^n S_t / (1+IRR)^t = 0$$

Tuttavia, tutti i più comuni software di gestione dati permettono il calcolo automatico del valore di tali indicatori applicando la funzione finanziaria adeguata. I risultati del calcolo del TRI sono i tassi di interesse riportati nel grafico 4.

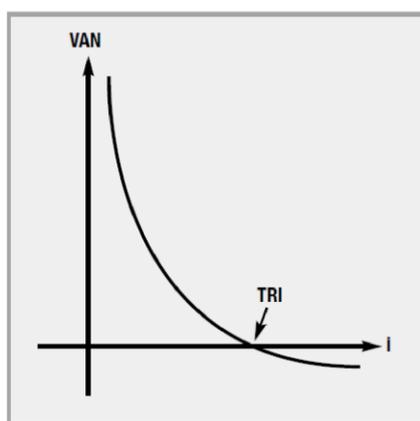
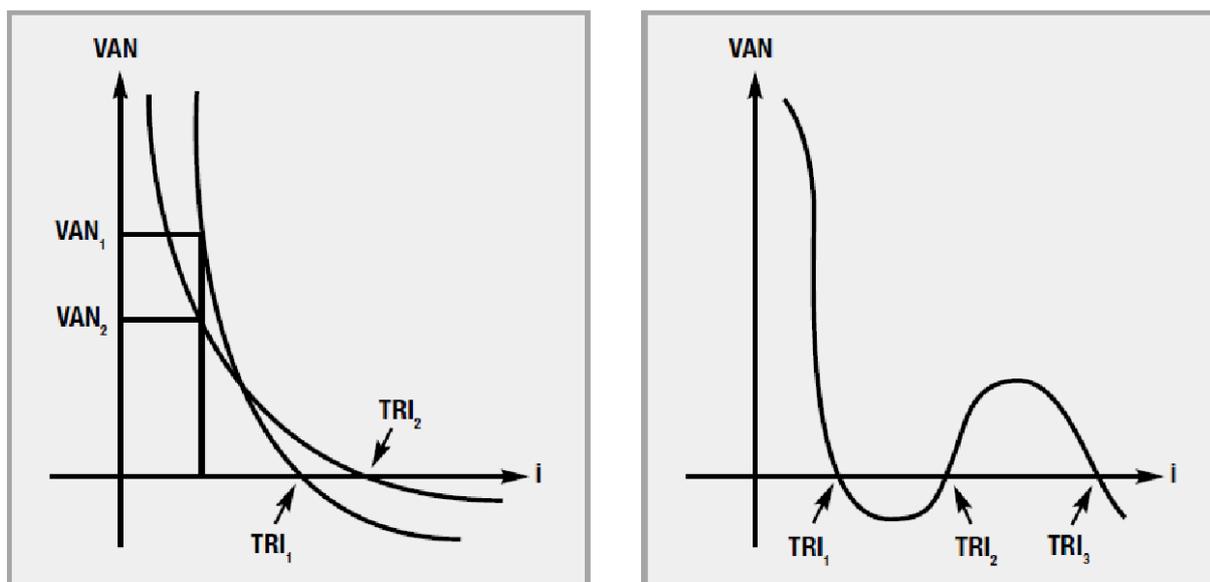


Fig.4 Il tasso di rendimento interno.

Come evidente dalla definizione di TRI e dalla formula, non è necessario calcolare il tasso di sconto per misurare questo indicatore. Il tasso di rendimento finanziario serve principalmente al valutatore per

<sup>3</sup> Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003)

giudicare la performance futura dell'investimento. Se viene considerato il costo opportunità del capitale privato, il TRI è il valore massimo che può assumere senza che l'investimento determini una perdita netta in confronto con un utilizzo alternativo del capitale. Dunque il TRI può servire come criterio per la valutazione di un progetto: il progetto non dovrebbe essere considerato accettabile al di sotto di un certo valore del TRI. Come il VAN, così anche il TRI può essere usato per classificare i progetti. È tuttavia opportuno considerare sia il TRI che il VAN congiuntamente, dato che si possono verificar casi ambigui (grafici 5 e 6).



$VAN_1 > VAN_2$ , ma  $TRI_2 > TRI_1$

TS= tasso di sconto

Fig. 5 e 6 Casi ambigui.

Ovviamente la premessa perché possa esserci un TRI che annulla il VAN è che almeno uno dei termini della sommatoria del VAN sia negativo ed uno sia positivo. Non esiste infatti un TIR in grado di annullare il VAN se la sommatoria è costituita tutta da termini dello stesso segno. Negli investimenti privati è facile che esista il TIR, poiché in generale inizialmente abbiamo solo costi e solo da un certo momento in poi abbiamo dei benefici. Nel caso invece di un'analisi costi benefici come la nostra potremo trovare casi in cui ogni anno prevalgono i benefici, per cui tutti gli anni abbiamo addendi positivi, oppure possiamo avere progetti che producono sin da subito sempre e solo costi (cioè non esiste un momento in cui il progetto fornisca benefici maggiori dei costi) e pertanto abbiamo una sommatoria di addendi tutti negativi.

Va da sé che un progetto con addendi tutti positivi avrà un VAN sempre e comunque positivo e non ha un tasso di rendimento interno perché la curva del TRI non interseca mai l'asse delle ascisse e sta sempre al di sopra di essa. Questo significa avere un progetto valido, dal punto di vista dell'analisi costi benefici.

Viceversa con addendi tutti negativi avremo un VAN sicuramente negativo ed una curva del TRI che non interseca mai le ascisse perché sta sempre al di sotto di essa. Questo significa, ovviamente, che quel progetto

non sarà accettabile dal punto di vista dell'analisi costi benefici.

### 3.4. Il tasso di sconto<sup>4</sup>

Una delle cose importanti per una corretta valutazione del VAN è la determinazione del tasso di sconto. Infatti a tassi di sconto differenti corrispondono valutazioni diverse sui progetti. Viceversa, per come è impostato il calcolo del TRI è strettamente dipendente unicamente dai costi e benefici valutati, per cui il suo valore ci dà indicazioni diverse ed abbastanza scollegate da quelle del VAN.

Per questo occorre nella formula di calcolo del VAN utilizzare un tasso di sconto non determinato casualmente ma con dei riferimenti precisi. Il proponente e il valutatore di un progetto dovrebbero comprendere i concetti base che stanno dietro alla selezione di un tasso di sconto. Come generale, e abbastanza non controversa, definizione, si può considerare quella di tasso di sconto finanziario come costo opportunità del capitale. Costo opportunità significa che quando utilizziamo il capitale in un progetto, rinunciamo a guadagnare un ritorno in un altro progetto. Quindi abbiamo un costo implicito quando investiamo capitale in un progetto di investimento: la perdita di reddito da un progetto alternativo.

Con in mente questa definizione generale, dobbiamo stimare empiricamente il costo opportunità rilevante del capitale per un dato progetto, in un certo paese e periodo. Ci sono sostanzialmente tre approcci che possono essere utili nell'identificazione del tasso di sconto finanziario appropriato, e andiamo a presentarli brevemente di seguito. Il primo approccio stima un costo opportunità del capitale minimo.

Talvolta questo approccio suggerisce che il tasso di sconto reale dovrebbe misurare il costo del capitale usato per lo specifico progetto di investimento. Di conseguenza, il benchmark per un progetto pubblico può essere il tasso di rendimento reale sulle obbligazioni del governo (il costo marginale del deficit pubblico), o il tasso di interesse reale di lungo termine sui prestiti commerciali (se il progetto richiede finanziamenti privati). Questo approccio è molto semplice, ma può essere abbastanza fuorviante. È importante capire che in base a questo approccio utilizziamo il costo attuale del capitale per determinare il costo opportunità del capitale, e i due concetti sono differenti. Infatti il migliore progetto alternativo può guadagnare molto più del tasso di interesse reale sui prestiti pubblici e privati.

Il secondo approccio stabilisce un valore limite massimo per il tasso di sconto considerando il rendimento perso nel migliore investimento alternativo. Praticamente il costo opportunità del capitale viene stimato guardando al rendimento marginale su un portafoglio titoli nel mercato internazionale, nel lungo periodo e

---

<sup>4</sup> Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003)

con rischio minimo. In altre parole l'alternativa al reddito del progetto non è il ritorno sul debito pubblico o privato, ma il rendimento su un portafoglio finanziario appropriato. Tuttavia alcuni investitori, soprattutto nel settore privato, sulla base di esperienze in progetti simili, potrebbero sentirsi capaci di ottenere rendimenti sull'investimento anche più elevati.

Il terzo approccio consiste nel determinare un tasso standard soglia. Questo implica la possibilità di evitare di esaminare in modo dettagliato il costo specifico del capitale per un dato progetto (primo approccio) o di considerare il portafoglio specifico nel mercato finanziario internazionale o un progetto alternativo per un dato investitore (secondo approccio), ma consente di usare una regola approssimativa e semplice. Si utilizza uno specifico tasso di interesse o tasso di rendimento preso da un ente di emissione in una valuta di largo commercio ben istituzionalizzato, e si usa un moltiplicatore su questo minimo benchmark.

Per progetti cofinanziati dall'Unione Europea, un ovvio minimo benchmark può essere costituito dalle obbligazioni in euro di lungo termine emesse dalla Banca Europea degli Investimenti. Il rendimento reale di queste obbligazioni può essere calcolato considerando il tasso nominale di rendimento meno il tasso di inflazione nell'UE.

In pratica suggeriamo che un tasso di sconto finanziario per il periodo 2000-2006 del 6% non sarà lontano dal doppio del valore del tasso di rendimento reale sulle obbligazioni della BEI e può rappresentare un tasso di rendimento base per i progetti pubblici, tranne che in particolari circostanze che il proponente del progetto deve giustificare.

### **3.5. Il tasso di sconto sociale**

Il tasso di sconto nell'analisi economica dei progetti di investimento –tasso di sconto sociale- tenta di mostrare come i costi e i benefici futuri dovrebbero essere valutati in rapporto a quelli presenti. Può differire da quello finanziario quando il mercato del capitale è imperfetto (come accade sempre nella realtà).

La letteratura e la pratica internazionale mostrano una vasta gamma di approcci nell'interpretazione e scelta del tasso sociale di sconto da utilizzare. L'esperienza internazionale è abbondante e coinvolge differenti nazioni così come diverse organizzazioni internazionali.

La Banca Mondiale, e più recentemente la BERS, hanno adottato un tasso di rendimento economico richiesto del 10%. Questo è di solito considerato un tasso standard abbastanza elevato e, secondo alcune opinioni critiche, può riflettere una specie di scrematura dei progetti migliori da parte dei prestatori di maggiore importanza.

In genere i governi nazionali fissano un tasso di sconto sociale per i progetti pubblici ad un livello inferiore rispetto a quello delle istituzioni finanziarie internazionali. Nel Regno Unito, il *Green Book*<sup>5</sup> considera il costo opportunità sociale del capitale come il costo dovuto allo spiazzamento di consumo e produzione privati. Il tasso di preferenza temporale sociale e il tasso di rendimento privato sono entrambi fissati al 6% sebbene siano concesse numerose eccezioni.

***In Italia<sup>6</sup>, secondo le nuove linee guida per lo studio di fattibilità, il tasso di sconto è ora fissato al 5%.***

In Spagna sono stati decisi tassi differenti a seconda del settore coinvolto: 6% in termini reali per i trasporti<sup>7</sup> e 4% per progetti nel settore delle risorse idriche. In Francia il tasso di sconto fissato dal *Commissariat General du Plan* è dell'8% in termini reali, sebbene non sia stato aggiornato dal 1984.

Negli USA, l'OMB (Office for Management and Budget) propone tassi di sconto differenti. In particolare, assumendo che gli investimenti pubblici (definiti come i progetti che hanno un impatto sul benessere sociale) spiazzino il consumo privato, il tasso di sconto da utilizzare è del 7% in termini reali, o viene calcolato attraverso l'approccio del prezzo ombra del capitale che tiene in considerazione lo spiazzamento sia del consumo che della produzione. Gli investimenti interni del governo (quelli che hanno un impatto soltanto sul debito pubblico) devono essere scontati attraverso i tassi di prestito del Tesoro. Il CBO (Congressional Budget Office) e GAO (General Accounting Office) stabiliscono che gli investimenti pubblici siano scontati utilizzando attraverso i tassi di prestito del Tesoro.

La varietà dell'esperienza internazionale riflette approcci teorici e di politiche differenti.

Gli approcci principali alla stima del tasso sociale di sconto sono i seguenti:

- a) Un punto di vista tradizionale propone che gli investimenti pubblici marginali dovrebbero avere lo stesso rendimento di quelli privati, dato che i progetti possono essere sostituibili;
- b) Un approccio alternativo è quello di utilizzare una formula basata sul tasso di crescita dell'economia di lungo termine. Una formula approssimativa è la seguente:

$$r = ng + p$$

dove  $r$  è il tasso di sconto sociale dei fondi pubblici ed è espresso in una valuta appropriata (per esempio in euro);  $g$  è il tasso di crescita della spesa pubblica;  $n$  è l'elasticità del benessere sociale alla spesa pubblica ed infine  $p$  è un puro tasso di preferenza intertemporale. Per esempio, si consideri il caso in cui la spesa pubblica destinata al sussidio per i poveri (cioè la spesa pubblica socialmente più di valore) cresca ad un tasso annuale

<sup>5</sup> HM Treasury (1997), Appraisal and evaluation in central government, the Green Book

<sup>6</sup> Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome (2001) Studi di fattibilità delle opere pubbliche. Guida per la certificazione da parte dei Nuclei regionali di valutazione e verifica degli investimenti pubblici.

<sup>7</sup> Ministerio de Transportes, Turismo y Comunicaciones (1991) Manual de evaluacion de inversiones en ferrocarriles de via ancha. Anexo 1.

di crescita uguale a quello del consumo medio procapite, si prenda il 2%, e che il valore dell'elasticità del benessere sociale a questo tipo di spesa sia compreso tra 1 e 2. Quindi, se il tasso di pura preferenza intertemporale è di circa l'1%, il tasso di sconto sociale reale sarà compreso in un intervallo tra il 3%-5%.

Questo approccio conduce a valori del tasso di sconto inferiori rispetto all'approccio precedente. Questo accade perché i mercati dei capitali sono imperfetti e miopi e scontano il futuro in modo più pesante per esempio, prendendo un caso limite, lo Stato dovrebbe avere un tasso di preferenza intertemporale pari a zero perché si suppone che debba proteggere gli interessi di tutte le generazioni future.

c) La terza soluzione è quella di considerare un *benchmark* standard per il tasso di sconto, cioè un tasso di rendimento standard che rifletta un obiettivo di crescita reale. Infatti nel lungo periodo il tasso di interesse reale e quello di crescita dovrebbero convergere.

Sulla base del primo approccio, un tasso di sconto sociale per i progetti pubblici del 5% sarà circa il doppio del rendimento reale su un'obbligazione della BEI in euro, e quindi non molto distante da un ragionevole tasso di rendimento finanziario, forse all'estremo più basso del costo opportunità del capitale per i privati investitori.

Ma un tasso di sconto sociale del 5% non sarà molto distante da un valore basato sul secondo approccio, forse, questa volta, all'estremo più elevato del *range* dei valori ragionevoli per i differenti parametri.

Eventualmente, per le regioni europee più arretrate, un rendimento del 5% è compatibile con il terzo approccio: può riflettere il bisogno di queste regioni di investire ad un tasso di rendimento più elevato per raggiungere un tasso di crescita più alto della media per l'area dell'UE (dove negli ultimi decenni il tasso di crescita reale si è aggirato intorno al 2,5-3%).

Concludendo, un tasso sociale di sconto del 5% può trovare differenti e convergenti giustificazioni, e può costituire un *benchmark standard* per i progetti cofinanziati dall'UE. Comunque, in casi specifici, i proponenti dei progetti possono volere giustificare un valore differente.

Visto quanto sin qui esposto appare pertanto più che ragionevole ed idoneo adottare il 5% come tasso di sconto da utilizzare nella formula del VAN. Avremo così sia un riferimento legislativo valido per il nostro paese, ma comunque, un tasso di sconto adeguato e ragionevole anche per i diversi tipi di approccio che vogliamo seguire per darne una valutazione.

#### 4. Analisi costi-benefici del progetto

Fin qui abbiamo illustrato quali metodologie sono state scelte per l'esplicazione dell'analisi costi e benefici. Occorre ora, preliminarmente al calcolo del VAN e del TRI determinare costi e benefici della centrale termodinamica della potenza nominale di 19,5 MW, da realizzarsi in località "Su Coddu de Sa Feurra" nel comune di Uta, provincia di Cagliari.

Si ritiene in questa relazione inutile reiterare le informazioni riguardanti il progetto, per cui per una completa e dettagliata discussione di esso si rimanda al quadro progettuale del SIA ed alle relazione ed alle tavole che compongono il progetto stesso.

In conseguenza di quanto esposto finora e coerentemente con quanto sviluppato nella descrizione degli impatti attesi occorre ora quantificare costi e benefici sociali che il progetto potrà produrre ed esprimerli in termini monetari. Alcuni di questi costi sono effettivamente difficili da valutare separatamente ma esistono delle stime aggregate a cui faremo riferimento e che ci danno la possibilità di quantificare in termini monetari l'insieme dei costi introdotti dalla costruzione di una centrale termodinamica a collettori parabolici.

Fra i costi cercheremo di valutare:

- Occupazione temporanea del suolo
- Consumo di suolo
- Qualità dell'aria
- Effetti sugli habitat
- Salute pubblica
- Alterazione del paesaggio

Fra i benefici avremo invece:

- Effetti climatici a scala vasta
- Occupazione

Per la quantificazione dei costi faremo riferimento ad alcune pubblicazioni dell'ISPRA e ad alcuni documenti dell'UE in generale e altri prodotti nell'ambito della Ricerca ExternE, sulle esternalità prodotte dalle centrali di produzione dell'energia elettrica più specifici per quanto ci riguarda. Questi documenti offrono dei parametri riassuntivi di costo che includono tutte le quantificazioni sopra esposte. Per ciò che riguarda il suolo e la sua occupazione temporanea o permanente con superfici impermeabilizzate faremo riferimento ai mancati introiti per l'impossibilità di utilizzo agricolo e ai costi valutati dall'Ispra relativamente all'impermeabilizzazione delle superfici.

Faremo poi una valutazione separata delle esternalità negative dovute alla presenza in impianto di una centrale di backup e delle esternalità dovute invece alla realizzazione dell'impianto solare parabolico, facendo una valutazione separata sulla base di un'attribuzione (fittizia) della produzione di energia attesa.

Per quanto riguarda la stima dei benefici invece ci si baserà sempre sia sugli studi già citati sopra, per la stima del risultato a livello globale della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, che sul business plan del proponente per la ricaduta diretta in termini occupazionali ed in termini di tasse versate.

#### **4.1. Stima dei costi**

##### **4.1.1. Occupazione temporanea del suolo**

I costi relativi all'occupazione di suolo per la realizzazione del campo solare e del power block può essere stimata facendo riferimento al valore agricolo del terreno sulla base delle colture praticate.

Nella stima dei costi sociali faremo riferimento ai redditi mancati (costo opportunità) che non potranno essere goduti a causa dell'utilizzo del suolo per altra finalità. Tali redditi sono quelli derivanti dalla coltivazione e corrispondono al reddito ritraibile dal conduttore del fondo in base alla tipologia di attività praticata. Per questa valutazione faremo ricorso al Reddito Lordo Standard (RLS), che rappresenta il criterio economico utilizzato per classificare le aziende agricole della UE, conosciuta come Tipologia comunitaria delle aziende agricole.

In generale, il RLS aziendale è pari alla sommatoria dei prodotti tra:

- per le produzioni vegetali: RLS/anno per Ha di superficie coltivata e le rispettive superfici interessate alle colture praticate in azienda;
- per le produzioni animali: RLS/anno per capo allevato e numero di capi per specie allevati in azienda. Il coefficiente di evoluzione agro – economica da utilizzare per la definizione dell'Unità di Dimensione Europea è pari a 1,2 (Decisione 90/36/CEE) e pertanto ad ogni UDE corrispondono 1.200 EURO di RLS/anno.

Possiamo in questo caso fare riferimento ai dati pubblicati dall'Assessorato all'Agricoltura della Regione Sardegna (Allegato 1 alla Determinazione n. 15737/706 del 04.08.2009).

Nel caso specifico, poiché le aree interessate dagli interventi in progetto ricadono in terreni attualmente adibiti prevalentemente a produzione di foraggio, faremo riferimento al valore relativo a quest'utilizzo, siglato D18B, che è pari a 859,00€/ha per anno. Questo valore rivalutato ad oggi diviene circa 1040€/ha.

Se vogliamo invece provare a valutare la rinuncia al reddito agrario pari al miglior costo opportunità, possiamo valutare il massimo reddito agricolo che questo terreno potrebbe produrre, e cioè proviamo a rifarci a quando era un prugno. In questo caso il valore a cui fare riferimento è quello dei frutteti di origine temperata, con la sigla G01A, che ci indica un RLS pari a 5.074 €/ha. Rivalutati dal 2004 ad oggi questi divengono circa 6155,00 €/ha. Utilizzando questo valore stiamo dunque valutando come se la rinuncia oggi

fosse ad un frutteto produttivo e non ad un'area utilizzata per la produzione di foraggio. La rinuncia ipotetica pertanto ci dà un valore di circa 6 volte maggiore a quello della rinuncia totale.

Il totale delle superfici occupate in fase di cantiere praticamente sono le stesse di quelle che l'opera occuperà permanentemente in futuro, e sono pari a 42,8 ha. Quindi per ogni anno di vita utile dell'impianto avremo dei redditi mancati (e dunque costi) stimabili in:

Mancato reddito agricolo = 42,8 ha × 6.155,00 €/ha = 263.434,00 €/anno per 25 anni.

#### 4.1.2. Consumo di suolo

Rispetto al punto precedente avremo invece valutazioni differenti per quanto riguarda l'effettivo consumo di suolo dell'opera. Se infatti tutto l'impianto toglie la possibilità di un utilizzo agricolo pieno di 42,8 ha, in effetti avremo una superficie impermeabilizzata molto inferiore. Infatti avremo un'impermeabilizzazione generale del suolo al di sotto del power block (1,9 ha) e quello occupato fisicamente dalle fondazioni dei pannelli del campo solare (5.896 mq) ovvero parliamo complessivamente di circa 25.000 mq (2,5ha)

Secondo il rapporto dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per consumo di suolo si intende una variazione da una copertura non artificiale (suolo non consumato) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato), che si associa alla perdita di superficie agricola naturale o seminate. In altre parole, cementificando si va a soffocare il terreno destinato o potenzialmente destinato all'agricoltura. Il costo ambientale immediato della pratica dell'impermeabilizzazione è la perdita di servizi ecosistemici, ovvero di quei benefici che l'uomo ottiene, direttamente o indirettamente, dagli ecosistemi e necessari al proprio sostentamento. La recente classificazione del Common International Classification of Ecosystem Services (CICES) li suddivide in servizi di approvvigionamento (come prodotti alimentari e biomassa), servizi di regolazione e mantenimento (ad esempio la regolazione del clima, stoccaggio del carbonio, e controllo dell'erosione) e servizi culturali (quali servizi ricreativi, paesaggistici, etc.).

“In estrema sintesi – si legge nel rapporto – si può affermare come il consumo di suolo agroforestale e rurale avvenga a discapito delle principali funzioni che l'economia assegna all'ambiente: produzione di beni e materie prime (che, in questo caso, assolvono bisogni primari come acqua e cibo) e assorbire gli scarti della produzione. La perdita di questi servizi a livello ambientale spesso non causa dei danni puntuali bensì concatenati: per fare un esempio, se consumiamo suolo rilasciamo il carbonio che ora si trova sotto terra, se lo facciamo fuoriuscire aumentiamo la CO<sub>2</sub> in atmosfera, e conseguentemente il rischio che la temperatura salga.

Grazie al progetto europeo Life+ Sam4cp Ispra è riuscita a stimare il costo economico relativo alla perdita di nove servizi ecosistemici. L'obiettivo finale è quello di poter fornire degli strumenti alle pubbliche amministrazioni, per poter produrre in futuro dei piani regolatori del territorio che tengano conto di questi dati e che mirino quindi all'azzeramento del consumo di suolo.

*Stoccaggio e sequestro del carbonio.* La capacità del suolo di essere un serbatoio di CO<sub>2</sub> è fondamentale nel campo della lotta ai cambiamenti climatici. Consumando più suolo si rilascerà più CO<sub>2</sub> che ora è trattenuta nel terreno.

*Qualità degli habitat.* Il degrado di un habitat influisce sulla possibilità delle specie che lo abitano di sopravvivere e riprodursi.

*Produzione agricola e produzione legnosa.* Il consumo di suolo può influire principalmente in due modi sulla produzione agricola: diminuendo gli spazi a disposizione per la coltivazione o deteriorando la qualità del suolo, limitando quindi la possibilità di produzione sia nel breve che nel lungo periodo.

*Purificazione dell'acqua e infiltrazione dell'acqua.* Il suolo e la vegetazione hanno la capacità di assorbire e rimuovere inquinanti e nutrienti dall'acqua. L'impermeabilizzazione però sta danneggiando in maniera irreversibile la capacità di infiltrazione dell'acqua nel suolo, limitando quindi la possibilità di assorbimento di sostanze come il fosforo e azoto. Il costo della perdita di questo tipo di servizio viene calcolato considerando i costi necessari per compensare con una depurazione chimica quello che non può più fare la natura.

*Protezione dall'erosione.* All'interno dei servizi di regolazione, il controllo dell'erosione è un servizio chiave per contrastare i processi di degrado del suolo e desertificazione.

*Impollinazione.* Gli insetti impollinatori svolgono un ruolo chiave, oltre che per la produzione di cibo anche per il mantenimento della biodiversità vegetale e il miglioramento della produzione agricola sostenibile.

*Regolazione del microclima.* Il consumo di suolo causa infine effetti diretti anche sulle temperature, in particolare nelle zone urbane in periodo estivo. Il fenomeno "isola di calore" è emblematico: a causa della cementificazione infatti il terreno delle nostre città non riesce più ad assorbire i raggi solari. E quindi cosa fa? Li riflette, aumentando di quasi un grado il livello di temperatura media superficiale.

Sulla base di queste analisi nel rapporto 2016 "Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici" elaborato dall'ISPRA, nel paragrafo "Impatto sul consumo di suolo in Italia" riporta:

*L'impatto economico del consumo di suolo in Italia è stato – in questa sede – stimato attraverso la contabilizzazione dei costi associati alla perdita dei servizi ecosistemici connessi. Partendo tuttavia dalle elaborazioni effettuate è possibile notare che il costo imputabile al suolo consumato, e dovuto alla non erogazione dei servizi ecosistemici oggetto di stima, varia tra i 538,3 e gli 824,5 milioni di euro, pari a 36.000 – 55.000 € per ogni ettaro di suolo consumato. Relativamente alla ripartizione di tali costi, si evidenzia come il contributo maggiore sia da attribuire alla produzione agricola, che incide per il 51% nel caso del massimo del range dei valori considerati, ed al sequestro del carbonio (18%), protezione dell'erosione (15%) e infiltrazione dell'acqua (12%; Tabella 52.1).*

**Tabella 52.1 - Stima preliminare dei costi annuali minimi e massimi dovuti al consumo di suolo avvenuto tra il 2012 e il 2015 in Italia.**

Servizio ecosistemico	Valore minimo [€/anno]	Valore medio [€/anno]	Valore massimo [€/anno]
Stoccaggio e sequestro del carbonio	-15.941.704	-80.372.758	-144.803.812
Qualità degli habitat	-5.274.924	-5.274.924	-5.274.924
Produzione agricola	-424.293.454	-424.293.454	-424.293.454
Produzione legnosa	-17.546.800	-17.546.800	-17.546.800
Purificazione dell'acqua	387.723	581.585	775.446
Protezione dall'erosione	-21.098.489	-70.834.017	-120.569.544
Impollinazione	-2.059.787	-2.405.010	-2.750.232
Regolazione del microclima	-2.191.438	-5.478.596	-8.765.754
Infiltrazione dell'acqua	-49.675.405	-74.513.108	-99.350.810
Rimozione di particolato e ozono	-623.828	-1.274.424	-1.925.019
<b>Totale</b>	<b>-538.318.106</b>	<b>-681.411.505</b>	<b>-824.504.903</b>

Tuttavia si valuta ancora che questi costi siano sottostimati. *Ad esempio la valutazione non tiene conto, a questo livello, di altri costi, indiretti, connessi al consumo di suolo; ad esempio le opere alle quali si deve il*

consumo, in particolare le infrastrutture, oltre alla perdita del capitale influenzano la qualità degli ecosistemi connessi: la frammentazione degli habitat, la creazione di aree residuali, l'abbandono di aree agricole, riducono la qualità di tali ambienti e inducono un'ulteriore perdita di servizi ecosistemici.

Considerato comunque che abbiamo visto che circa il 51% del consumo di suolo è attribuibile alla produzione agricola, che noi abbiamo già considerato al punto precedente, per essere conservativi al massimo attribuiremo comunque il valore massimo (ovvero 55.000 €/ha) per i costi relativi al consumo di suolo e connessi a tutte le componenti di cui sopra. Considerato che parliamo del caso italiano questo sarà il massimo costo collegato al consumo di suolo, verificatosi storicamente, nelle condizioni peggiori in assoluto riscontrate in Italia, il che, questo si può tranquillamente dire, sicuramente non è il nostro caso.

Assumendo questo costo annuo stiamo praticamente valutando tutti i costi di cui sopra attribuibili al consumo di suolo e sicuramente li stiamo ampiamente sopravvalutando.

**Costo consumo di suolo = 2,5 ha × 55.000,00 €/ha per anno = 137.500,00 €/anno**

#### 4.1.3. Costi per la produzione di energia da gas naturale

Va messo in conto, vista la configurazione dell'impianto che prevede la presenza di una centrale di backup a metano, che una piccola percentuale di energia prodotta deriverebbe comunque da sorgenti fossili.

Non potendo esattamente quantificarla ad oggi, considerato che l'uso della centrale di backup sarà funzione e del soleggiamento e della richiesta di energia, si valuta questa percentuale pari al 5% dell'energia prodotta, ovvero parliamo di circa 5.000 MWh annue prodotte dalla combustione di gas naturale.

Facendo riferimento al già citato progetto ExternE, il report "Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport" ci fornisce la seguente tabella comparativa dei costi

Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5**			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

\* sub-total of quantifiable externalities (such as global warming, public health, occupational health, material damage)  
 \*\* biomass co-fired with lignites

Come si vede le esternalità imputabili alla produzione da gas naturale in Italia sono valutabili in un range fra 2 e 3 centesimi di euro per KWh prodotto. Va detto che essendo queste esternalità omnicomprehensive la

stima include gli effetti su diverse componenti: la qualità dell’area, la salute pubblica, gli effetti sulla vegetazione, sulle variazioni climatiche e acidificazione ed eutrofizzazione dei terreni.

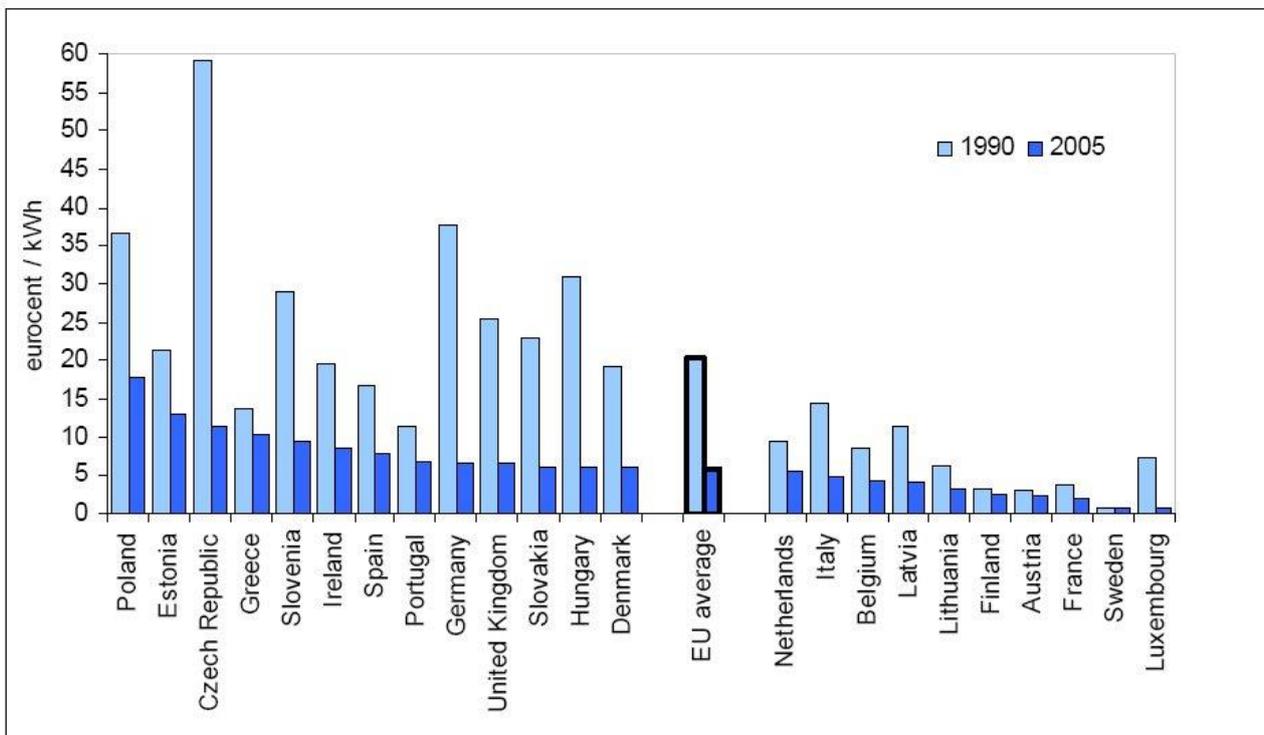
Questo significa che possiamo assumere in maniera precauzionale un costo pari a 0,03€ per ogni MWh prodotto con l’utilizzo di gas naturale.

**Costi esterni energia prodotta da gas naturale = 0,03 €/KWH × 5.000.000 = 150.000,00 €/anno**

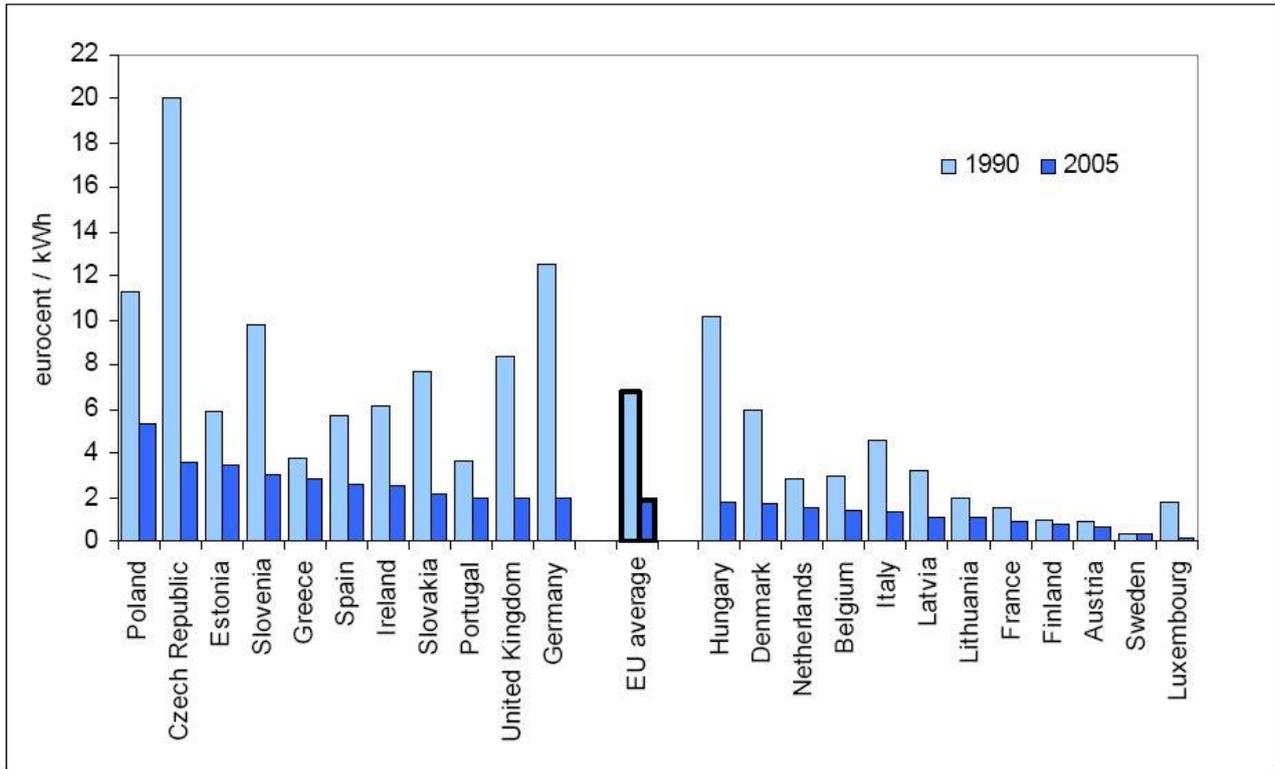
4.1.4. Costi per la produzione di energia con collettori parabolici.

Come detto sopra, i costi collettivi derivanti dalla produzione di energia sono derivati dall’Agenzia per l’Ambiente dell’Unione Europea (Environmental European Agency - EEA). Nello specifico esiste un insieme di indicatori EN35 - External costs of electricity production che ci danno indicazioni sulle varie tipologie di produzione dell’energie e sui relativi costi.

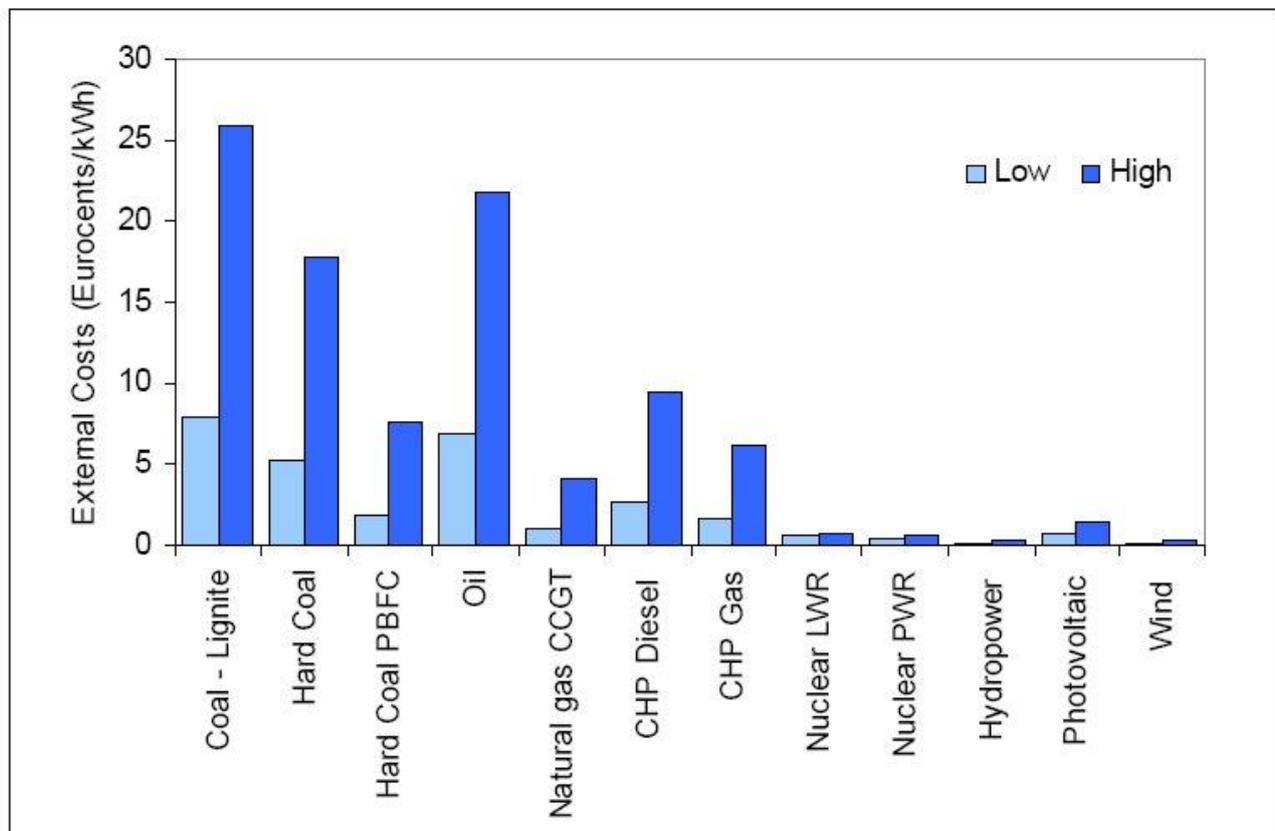
I costi esterni utilizzati per calcolare questo indicatore si basano sulla somma di tre componenti: costi dovuti a danni dei cambiamenti climatici associati alle emissioni di CO2; costi dei danni (come ad esempio l'impatto sulla salute, colture, ecc) associati ad altri inquinanti atmosferici (NOx, SO2, COVNM, PM10, NH3), e gli altri costi sociali non-ambientali per le tecnologie di generazione di energia elettrica non fossili. Sulla base della metodologia utilizzata i costi esterni della produzione di energia elettrica sono diminuiti considerevolmente tra il 1990 e il 2005 in quasi tutti gli Stati membri, nonostante la produzione di energia elettrica sia in aumento. Tuttavia, i costi esterni medi sono ancora valutati tra 1,8-5,9 Eurocent / kWh nella UE nel 2005. Tali costi sono significativi e riflettono il continuo predominio dei combustibili fossili nel mix di generazione.



External costs of energy production, high estimate



External costs of energy production, low estimate



### *Estimated average EU external costs for electricity generation technologies in 2005*

Anche i danni derivanti dal cambiamento climatico, associati con le alte emissioni di gas serra derivanti dalla produzione di energia da combustibili fossili, hanno costi notevoli. Tuttavia, date le scale temporali coinvolte, e la mancanza di consenso sui futuri impatti dei cambiamenti climatici in sé, vi è una notevole incertezza collegata ai costi dei danni. L'incertezza dei costi dei cambiamenti climatici (costi esterni) riguarda non solo il valore 'vero' degli impatti che sono coperti dai modelli, ma anche l'incertezza circa gli impatti che non sono ancora stati quantificati e valutati. Inoltre, nessuna delle attuali stime dei costi esterni includono tutti gli effetti del cambiamento climatico.

I costi esterni delle emissioni di CO<sub>2</sub> devono quindi essere interpretati con cautela. Watkiss et al (2005) sottolineano che non esiste un valore singolo e che l'intervallo di incertezza circa qualsiasi valore dipende sia da ipotesi etiche che economiche. I fattori di impatto per la CO<sub>2</sub> utilizzati variano da 19 EUR / t CO<sub>2</sub> ( stima bassa, sulla base di ExternE-Pol) e 80 EUR/t CO<sub>2</sub> ( stima alta, sulla base di Watkiss et al., 2005). Questi due valori sono comuni a tutti i paesi.

Il livello complessivo di queste esternalità dipenderà da una serie di fattori, tra cui:

- il mix di combustibili per la generazione di energia elettrica (ad esempio l'uso di rilasci di carbone molto più di CO<sub>2</sub> e di inquinanti atmosferici di gas);
- l'efficienza della produzione di energia elettrica (come il maggiore questo è il combustibile in ingresso meno, e quindi le emissioni di uscita, sono tenuti a produrre ogni unità di energia elettrica);
- l'uso della tecnologia riduzione dell'inquinamento, e
- l'ubicazione dell'impianto stesso rispetto ai centri abitati, terreni agricoli, etc.

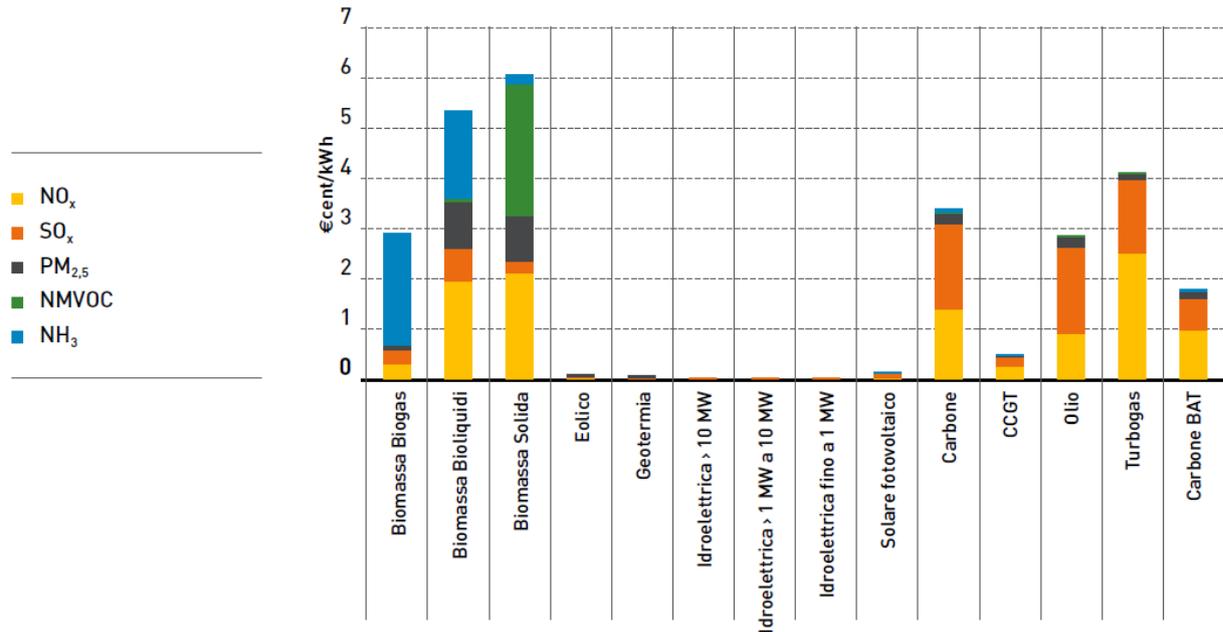
Le esternalità ambientali e sociali sono fortemente sito-specifiche e così i risultati variano ampiamente anche all'interno di uno stesso paese in base alla posizione geografica. I risultati del CAFE (Clean Air for Europe Programme) hanno messo in evidenza che i danni più elevati si registrano nelle parti centrali dell'Europa e i più bassi nei paesi sui confini dell'Europa. Ciò riflette la variazione nell'esposizione delle persone e delle colture agli inquinanti osservati ed alle emissioni. Alle frontiere d'Europa avremo meno persone esposte rispetto emissioni al centro dell'Europa, a causa del grado di urbanizzazione e densità di popolazione. Inoltre, l'analisi non tiene in considerazione i paesi confinanti non europei.

Detto questo occorre quindi una certa precauzione nel leggere i dati che servono più che altro per dare un'ordine di grandezza ma che allo stato attuale non possiamo ritenere precisamente affidabili come importi.

Oltre a questi dati possiamo vedere anche nella figura seguente, tratta dalla pubblicazione dell'RSE, *Energia elettrica, anatomia dei costi*, che, rispetto ai documenti UE si focalizza sulla descrizione del sistema italiano.

**FIGURA 2.22**

Confronto tra le esternalità locali (effetti a scala locale) delle principali filiere di produzione di energia elettrica.



Come si vede anche in questo studio le esternalità negative degli impianti rinnovabili sono tutte contenute e si attestano attorno ad 1-2 millesimi di euro, mentre le esternalità dovute a fonti fossili o anche centrali a biomassa variano fra i 3 ed i 6 centesimi di euro.

Sulla base di tutte queste valutazioni le esternalità negative della produzione di energia con collettori parabolici a concentrazione (CSP) sono state pertanto stabilite in 0.15 c€/kWh.

Considerato che la produzione attesa della centrale in progetto dovrebbe essere di circa 100.000 MWh/anno, e che 5.000 MWh le abbiamo fittiziamente attribuite alla produzione con gas, abbiamo per il nostro impianto una restante produzione di 95.000 MWh/anno.

**Costi esterni energia prodotta da CSP = 0,0015 €/KWH × 95.000.000 = 142.500,00 €/anno**

## 4.2. Stima dei benefici

### 4.2.1. Effetti climatici a scala vasta e locale

Il contributo positivo dato da un impianto solare termodinamico è collegato alla diminuzione delle emissioni

di gas climalteranti, in particolare CO<sub>2</sub> in atmosfera, SO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub>. Il principio di questa stima è quello dei costi evitati. Ovvero la produzione (e dunque il consumo) di medesime quantità di energia con fonti tradizionali porterebbe ad emissioni superiori e dunque avrebbe esternalità decisamente superiori a quelle prodotte dalla centrale CSP in progetto.

Come visto in precedenza per le fonti tradizionali i costi esterni sono di gran lunga superiori a quelli degli impianti a concentrazione solare. Potremmo usare quei dati per il calcolo degli impatti evitati ma essi andrebbero rapportati alla realtà italiana, per comprendere effettivamente quanto permetta di risparmiare in termini di esternalità una centrale solare rispetto alle emissioni medie per MWh prodotto in Italia.

Si potrebbero sviluppare differenti fattori di conversione per quantificare la reale positività dell'impatto. A tal fine esistono dei fattori di conversione che permettono di produrre un dato certo circa le emissioni evitate. Abbiamo scelto di riferirci alla metodologia illustrata nel succitato studio dell'RSE, che si riporta qui sotto.

*La metodologia semplificata utilizzata in questa sede per il calcolo delle esternalità ambientali è una metodologia speditiva, messa a punto dall'Agenzia Europea per l'Ambiente – EEA European Environment Agency, che consente di valutare in termini monetari il danno sulla salute e sull'ambiente provocato da:*

- inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale: NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM, SO<sub>2</sub>;
- inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (effetto serra): CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> misurati come CO<sub>2</sub>EQ.

*La metodologia utilizzata per quantificare il costo del danno per gli inquinanti a scala locale e regionale segue il percorso degli impatti, già definito da ExternE, con una serie di semplificazioni metodologiche. Le principali semplificazioni rispetto alla metodologia ExternE sono le seguenti:*

- il danno per tonnellata, per singolo inquinante, è stato quantificato a livello medio nazionale grazie all'utilizzo ripetuto di modelli di dispersione atmosferica e, quindi, alla realizzazione di matrici di trasferimento emissione-concentrazioni;
- sono stati valutati opportuni fattori per passare dal danno medio nazionale al danno medio per settore, per tenere conto ad esempio dell'altezza del camino, che influenza la dispersione degli inquinanti;
- il danno è calcolato come (emissioni degli impianti)x(danno medio nazionale)x(fattore "camino").

*In altri termini, il costo esterno per l'emissione di un singolo inquinante (€/ton) per un singolo Stato membro è calcolato una volta per tutte a livello medio per ogni nazione. Grazie a questi fattori di costo nazionali, è possibile quindi stimare i costi esterni a partire dalle emissioni atmosferiche semplicemente moltiplicando le emissioni annue (in tonnellate) per il fattore di costo (€/t).*

*Il modello di dispersione utilizzato traccia gli inquinanti in atmosfera e segue le loro reazioni chimiche consentendo di quantificare gli effetti legati alle emissioni e non solo alla concentrazione atmosferica degli inquinanti nello stato chimico-fisico in cui essi vengono rilasciati. Ne consegue, ad esempio, che i danni causati dalla concentrazione in atmosfera di particolato sono assegnati al PM<sub>2,5</sub> (primario) così come agli altri inquinanti primari da cui si forma il particolato secondario (SO<sub>2</sub> per i solfati presenti in atmosfera, NO<sub>x</sub> per i nitrati e NH<sub>3</sub> per lo ione ammonio) in proporzione al loro contributo al fenomeno.*

*L'analisi degli impatti degli inquinanti a scala regionale rende conto degli effetti sulla salute umana, sulle coltivazioni e sui materiali a causa dell'esposizione a PM<sub>2,5</sub>, ozono troposferico e acidità atmosferica. L'effetto sulla salute di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> e NMVOC è legato alla formazione di particolato secondario e ozono attraverso reazioni chimiche in atmosfera. Gli effetti diretti sulla salute da esposizione diretta a SO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub> sono già considerati negli effetti del particolato fine e non vengono riconsiderati per evitare doppi conteggi.*

In definitiva lo studio produce una tabella di costi relativi ai vari inquinanti che noi possiamo utilizzare per completare la nostra stima.

**TABELLA 2.13**

Fattori di danno per tonnellata di inquinante per l'effetto serra e per gli altri inquinanti considerati nello studio. Valori validi per l'Italia e riferiti al 2010. Il fattore del PM<sub>10</sub> è riportato ma non verrà utilizzato nelle aggregazioni finali dei risultati per evitare doppi conteggi con il PM<sub>2,5</sub>.

Scala	Globale	Locale e regionale					
Inquinante	CO <sub>2</sub> eq	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NM VOC	NH <sub>3</sub>
[€/t]	33,6	8.394	7.994	23.120	35.604	625	13.129

I valori delle principali emissioni associate alla generazione del parco termoelettrico nazionale sono le seguenti (fonte ENEA):

- 0,531 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- 0,0014 Kg SO<sub>2</sub>/kWh
- 0,0019 Kg NO<sub>x</sub>/kWh

Il progetto potrà consentire di evitare l'emissione in atmosfera di circa 50.400 t di CO<sub>2</sub> all'anno, 133 t di SO<sub>2</sub> e 180 t di NO<sub>x</sub>. Ciò significa che, in 25 anni di vita utile dell'impianto, mediamente in Italia per produrre la medesima quantità di energia si immetterebbero in atmosfera 1.261.125 t di CO<sub>2</sub>, 3.325 t di SO<sub>2</sub> e 4.513 t di NO<sub>x</sub>.

Pur se non lo quantifichiamo l'impianto consentirà di evitare di importare ed utilizzare combustibili fossili (e pertanto risorse esauribili) per fini di generazione termoelettrica; per quantificare tale risparmio energetico si ipotizza che la produzione termoelettrica nazionale sia caratterizzata dal parametro 0,22x10<sup>-3</sup>Tep/kWh (Tep = Tonnellate equivalenti di petrolio) (fonte Autorità dell'Energia Elettrica ed il Gas), quindi 1 Tep = 4545,45 kWh per i consumi elettrici. Stante la produzione attesa pari a circa 95.000 MWh/anno l'impianto determinerà un risparmio di energia fossile di 20.900 Tep/anno.

Applicando i costi dell'ultima tabella alle citate quantità avremo:

	Produzione evitata	MWh/anno prodotti	tonnellate	costi	costi evitati/anno
Kg CO <sub>2</sub> /kWh	0,531	95.000	50445	33,6	1.694.952,00
Kg SO <sub>2</sub> /kWh	0,0014	95.000	133	7994	1.063.202,00
Kg NO <sub>x</sub> /kWh	0,0019	95.000	180,5	8394	1.515.117,00

<b>TOTALE</b>					<b>4.273.271,00</b>
---------------	--	--	--	--	---------------------

Questi valori mostrano la principale ricaduta positiva delle centrali solari: si evita la produzione di inquinanti che altrimenti causerebbero ingentissimi danni all'ambiente (antropico e non) nel suo complesso.

#### 4.2.2. Ricadute socio-economiche: occupazione

La realizzazione di un impianto solare termodinamico del tipo proposto, richiede la presenza di varie tipologie di manodopera. In particolare ci sarà lavoro sia per operai edili (ci sono da realizzare tutte le fondazioni, i fabbricati ed i castelli a sostegno della produzione), sia operai meccanici (ci sono da realizzare tutte le parti meccaniche dell'impianto) che operai elettrici (ci sono da realizzare, oltre agli impianti elettrici della centrale, tutte le connessioni per la fornitura e la messa in rete dell'energia). Le stime del business plan riguardano la presenza di 79 operai edili, 102 operai meccanici e 100 elettrici, con varie mansioni.

Nella fase di costruzione si avrà quindi un incremento dell'occupazione di manodopera qualificata, per circa 30 mesi, si stima il coinvolgimento (con tempistiche differenti) di circa 280 addetti.

Il business plan stima un investimento totale in manodopera in fase di avvio pari a 23.480.000€. Considerata la tipologia di operai e di mansioni possiamo, cautelativamente stimare che un minimo del 70% della manodopera sarà comunque reperibile nel bacino del cagliaritano. Per cui, attenendoci alle sole ricadute dirette avremo un minimo di 196 (280\*0,7) lavoratori locali coinvolti

Nella fase di costruzione sono ovviamente previsti dei riflessi economici indiretti sulle attività legate alla fornitura di beni e servizi quali approvvigionamento di materiali, noleggio automezzi, ristorazione, ecc.

Limitandoci alle ricadute dirette avremo comunque un investimento distribuito su circa tre anni per 7.825.000 €/anno

#### **Benefici occupazione cantiere=7.825.000 €/anno per 3 anni**

Nella fase di esercizio si valuta una occupazione stabile per 40 unità lavorative, fra part time e full time, per tutta la vita utile dell'impianto (25 anni). Questa occupazione, unitamente a quella in fase di cantiere, sarà primariamente destinata a reimmettere nel mondo del lavoro tutti gli operai della ex Ineos Film oggi in cassa integrazione.

Il business plan stima i costi del personale in 953.000€ nei primi anni a crescere fino a 960.000 al 25° anno. Considerato il scarso rischio dell'investimento, questo significa un introito sicuro per 40 famiglie.

#### **Benefici occupazione esercizio=955.000 €/anno per 25 anni**

### 4.3 Calcolo del VAN

Abbiamo ora tutti gli elementi per procedere al calcolo del VAN. Dobbiamo dunque attualizzare ad oggi tutti i costi ed i benefici e verificare se la loro sommatoria produce un risultato positivo o negativo.

Per l'attualizzazione ad oggi, considerato che tutti i costi ed i benefici sono stati valutati come annualità costanti (negative per i costi e positive per i benefici), possiamo procedere con la loro accumulazione iniziale ed operare la somma direttamente all'attualità.

Si ricorda che l'accumulazione di n annualità costanti e posticipate è pari a

$$A_0 = a \cdot \frac{q^n - 1}{r \cdot q^n}$$

Dove  $A_0$  è il totale delle annualità accumulate all'attualità,  $a$  è l'importo dell'annualità,  $n$  è il numero di anni in cui si ripete l'annualità,  $r$  è il saggio di sconto utilizzato e  $q$  è il montante unitario, ovvero

$$q = 1 + r$$

Il valore di  $r$  abbiamo determinato (vedi paragrafi sul tasso di sconto e tasso di sconto sociale) che è opportuno sia pari al 5%

Come si vede nella tabella sottostante avremo i costi relativi all'occupazione e consumo di suolo sin dall'avvio del cantiere, mentre quelli relativi alla esternalità della produzione di energia partiranno dal 4° anno e dureranno in tutto 25 anni. I benefici del cantiere dureranno 3 anni, e quelli relativi all'esercizio dell'impianto 25 anni.

Questo significa che potremo accumulare con la formula di cui sopra i costi ed i benefici che iniziano col cantiere, mentre occorrerà scontare di altri 3 anni le accumulazioni della formula di cui sopra per i costi benefici che partono dal 3° anno. Ovvero con la formula precedente non otterremo un  $A_0$ , ma un  $A_3$  e

$$A_0 = \frac{A_3}{q^3}$$

In tabella sono riportati tutti i valori correttamente scontati all'attualità:

		Accumulazione all'attualità				
		Costi annuali	Benefici annuali	Anni	Costi attuali	Benefici attuali
<b>COSTI</b>	Mancati redditi agricoli	-€ 363.464,00		28	-€ 5.414.932,93	
	Consumo di suolo	-€ 137.500,00		28	-€ 2.048.492,50	
	Esternalità gas naturale	-€ 150.000,00		25	-€ 1.826.231,88	
	Esternalità CSP	-€ 142.500,00		25	-€ 1.734.920,29	
<b>BENEFICI</b>	Mancata produzione gas clima alteranti		€ 4.273.271,00	25		€ 52.026.558,33
	Occupazione in fase di cantiere		€ 7.825.000,00	3		€ 21.309.415,83
	Occupazione in fase di esercizio		€ 950.000,00	25		€ 11.566.135,27

	TOTALI				-€ 11.024.577,60	€ 84.902.109,43
					<b>VAN</b>	<b>€ 73.877.531,83</b>

Come vediamo accumulando costi e benefici, avremo all'attualità che il progetto produrrà costi per circa 11 milioni di euro e benefici per circa 85 milioni di euro. Questo significa avere un VAN positivo di circa 74 milioni di euro. Il che, per quanto detto in precedenza, porta a concludere che l'intervento dal punto di vista del VAN per ciò che riguarda l'analisi di costi e benefici sociali è assolutamente positivo.

### 4.3. Calcolo del TRI

Una delle condizioni per poter effettuare il calcolo del TRI è che almeno per una annualità abbiamo costi e benefici di segno diverso. Per il progetto preso in questione abbiamo invece valutato i flussi di costi e benefici seguente.

		Anni			
		-2	-1	0	dall'anno 1 al 25
Costi	mancati redditi agricoli	-€ 44.512,00	-€ 44.512,00	-€ 44.512,00	-€ 44.512,00
	consumo di suolo	-€ 137.500,00	-€ 137.500,00	-€ 137.500,00	-€ 137.500,00
	costi produzione da gas naturale				-€ 150.000,00
	costi produzione CSP				-€ 142.500,00
Benefici	mancata produzione gas clima alteranti	€ 7.825.000,00	€ 7.825.000,00	€ 7.825.000,00	
	occupazione in fase di cantiere				€ 950.000,00
	occupazione in fase di esercizio				€ 4.273.271,00
<b>Totale</b>		<b>€ 7.642.988,00</b>	<b>€ 7.642.988,00</b>	<b>€ 7.642.988,00</b>	<b>€ 4.748.759,00</b>

Come si vede il totale anno per anno è sempre positivo, per cui ricadiamo nel caso in cui la curva del TRI è tutta al di sopra dell'asse delle ascisse, per cui non possiamo trovare un saggio che annulli la formula del VAN.

Ovviamente questo significa che anche dal punto di vista della valutazione del TRI, seppure questo non sia determinabile, l'intervento va valutato in maniera molto favorevole.

#### **4.4. Conclusioni**

A conclusione dell'analisi costi e benefici possiamo pertanto affermare, che seppure abbiamo introdotto parametri abbondantemente cautelativi nella valutazione dei costi abbiamo ottenuto un VAN positivo.

I risultati peraltro sono talmente favorevoli che ogni anno l'importo dei benefici è sempre superiore a quello dei costi, per cui non ha neppure senso effettuare un'analisi di sensitività del risultato al variare del tasso di sconto applicato, che comunque abbiamo desunto da letteratura e leggi a questo proposito.

Anche il TRI, non essendo calcolabile perché gli addendi della sommatoria del VAN sono tutti positivi ci fornisce indicazioni positive per ciò che riguarda l'analisi costi e benefici sociali del progetto.

Vale la pena osservare che le sole ricadute occupazionali ci danno un beneficio attuale di circa 33 milioni di euro, ovvero 3 volte tanto tutte le esternalità negative calcolate. La restante parte del beneficio (40 milioni di euro) è relativa alla mancata emissione di gas climalteranti, che poi, in termini di calcolo sono valutati come mancati danni alla salute dell'uomo e dell'ambiente.

Per tutte queste ragioni si ribadisce un risultato assolutamente positivo dell'analisi costi-benefici.

## **Appendice - Business plan**