



Progetto

PROGETTO DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MARTIS E CHIARAMONTI (SS) CON POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 39,2 MW

DENOMINAZIONE IMPIANTO "19185 – MARTIS"

Proponente

LUCE MARTIS S.R.L.
Viale Nazario Sauro, 22
42017 - Novellara (RE)

Progettisti

RESPONSABILE PROGETTO

• P.I. Luca Catellani
Collegio Periti RE n. 1101

PROGETTAZIONE IMPIANTO

• P.I. Luca Catellani
Collegio Periti RE n. 1101

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE



• SIATER S.R.L.
Via Antioco Casula, 7
07100 - Sassari (SS)
P. IVA | C.F. 01626410912
Tel. 0782.317031 | 348.0085592
siater.srl@gmail.com - siater.srl@pec.it

Dottore Forestale Piero Angelo Rubiu
Ordine dei Dott. Agronomi e Dott. Forestali
n. 227 (Prov. NU) - C.F. RBUPNG69T22L953Z

Firma

**Studio di Impatto Ambientale
ai sensi dell'art. 22 – D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.**

Autorità competente Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

Tabella revisioni

03			
02			
01			
00			
REV	Novembre 2023	REDATTO: Dott. ssa Maria Bonaria PASSAGHE	CONTROLLATO: Dott. Piero RUBIU APPROVATO: Dott. Piero RUBIU

Fase di progetto

DEFINITIVO

Elaborato

ANALISI COSTI BENEFICI

Tavola

V.1.13

File

-

Scala

-

INDICE

1.	PREMESSA	2
2.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	3
3.	STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (S.E.N)	4
3.2.1	La valutazione dei beni collettivi in assenza di mercato	10
3.2.2	Indicatori di performance del progetto	13
3.2.6	Il tasso di sconto sociale	19
3.2.7	Analisi costi-benefici del progetto	22
3.2.8	Stima dei costi	23
3.2.8.1	<i>Occupazione temporanea di suolo</i>	<i>23</i>
3.2.8.2	<i>Consumo di suolo</i>	<i>25</i>
3.2.8.3	<i>Stoccaggio e sequestro del carbonio</i>	<i>26</i>
3.2.8.4	<i>Qualità degli habitat</i>	<i>26</i>
3.2.8.5	<i>Produzione agricola</i>	<i>27</i>
3.2.8.6	<i>Impollinazione</i>	<i>27</i>
3.2.8.7	<i>Regolazione del microclima</i>	<i>27</i>
3.2.8.8	<i>Protezione dall'erosione</i>	<i>28</i>
3.2.8.9	<i>Regolazione del regime idrologico (infiltrazione)</i>	<i>28</i>
3.2.8.10	<i>Disponibilità di acqua</i>	<i>29</i>
3.2.8.11	<i>Purificazione dell'acqua</i>	<i>30</i>
3.2.8.12	<i>Costi per la produzione di energia con moduli fotovoltaici</i>	<i>32</i>
3.2.8.13	<i>Stima dei benefici</i>	<i>34</i>
3.2.9	Misure di compensazione a favore del Comune di Chiaramonti e Martis	39
3.2.10	Calcolo del VAN e del TRI	40
4.	IL GUADAGNO DALLA PRODUZIONE	43
4.1.1	Prezzo dell'energia prodotta	44
5.	CONCLUSIONI	45

1. PREMESSA

La presente valutazione è stata commissionata al fine di verificare il l'analisi costi benefici del parco agrifotovoltaico in progetto.

Le altezze dei moduli fotovoltaici progettate permetterà la totale coerenza con il requisito C definito nelle Linee Guida Ministeriali, oltre che il rispetto dei requisiti A e B delle stesse. Vengono rispettati i parametri del requisito A, in quanto la superficie destinata all'attività agricola è maggiore al 70% dell'area di impianto, consentendo anche di rispettare il rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola; ne consegue una sostanziale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica, con la valorizzazione di entrambe le catene produttive.

Quanto al requisito B, l'ampio spazio destinato all'attività agricola, con la coltivazione principalmente di erba medica anche sotto i pannelli, consentirà la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli, senza compromettere né la continuità dell'attività agricola e pastorale, né la producibilità minima dell'impianto stesso.

La coerenza con il requisito C delle Linee Guida nazionali è riconducibile all'adozione di soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra ad un'altezza al nodo pari a 2,1 mt, che permette la continuità delle attività agricole anche al di sotto dei moduli fotovoltaici.

La presente proposta progettuale dell' impianto agrivoltaico è stata improntata ad ottenere una drastica riduzione del consumo di suolo causato dalla presenza dei pannelli fotovoltaici, grazie al mantenimento dell'attività agricola, contestuale alla produzione di energia elettrica. L'iniziativa integrata, come proposta, ha anche lo scopo di restituire all'uso agricolo ampia parte di territorio che da tempo risulta incolto o scarsamente utilizzato ai fini agricoli. L'innalzamento dei pannelli, inoltre, riduce fortemente l'effetto isola di calore al di sotto dei pannelli stessi.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

In questo tipo di modello, la produzione elettrica, la manutenzione del suolo e della vegetazione risulta integrata e concorrente al raggiungimento degli obiettivi produttivi – economici e ambientali – del gestore/proprietario dei terreni attraverso un approccio sistematico impostato su basi agronomiche.

L'impianto agrifotovoltaico denominato "19185 Martis", sarà progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete di E-distribuzione (impianto grid – connected). La potenza nominale dell'impianto di produzione, risultante dalla somma delle potenze degli inverter, sarà pari a 39,2MW.

Nella progettazione particolare attenzione andrà posta sulle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici (trackers monoassiali), al posizionamento dei pali di sostegno delle strutture, realizzati direttamente nel terreno senza uso di calcestruzzo, alle strade interne all'impianto, alle opere di mitigazioni (barriere verdi) e posizionamento delle cabine inverter o di trasformazione. È prevista la realizzazione di un cavidotto della lunghezza di circa 12 Km, con profondità di 1,2m e L 60 cm, che dal campo agrivoltaico in progetto si unisce alla SS elettrica ubicata nel Comune di Tula (SS).

In questo tipo di modello, la produzione elettrica, la manutenzione del suolo e della vegetazione risulta integrata e concorrente al raggiungimento degli obiettivi produttivi – economici e ambientali – del gestore/proprietario dei terreni attraverso un approccio sistematico impostato su basi agronomiche.

3. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (S.E.N)

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico. Di seguito viene riportato uno stralcio dello strumento di pertinenza all'intervento progettuale.

3.1 OBIETTIVI QUALITATIVI E TARGET QUANTITATIVI

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando al contempo l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- EFFICIENZA ENERGETICA

riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;

- FONTI RINNOVABILI

28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;

- RIDUZIONE DEL DIFFERENZIALE DI PREZZO DELL'ENERGIA

contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi

dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- CESSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA CARBONE

con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;

- RAZIONALIZZAZIONE DEL DOWNSTREAM PETROLIFERO

con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;

- VERSO LA DECARBONIZZAZIONE AL 2050

rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;

- PROMOZIONE DELLA MOBILITÀ SOSTENIBILE E DEI SERVIZI DI MOBILITÀ CONDIVISA;
- NUOVI INVESTIMENTI SULLE RETI PER MAGGIORE FLESSIBILITÀ, ADEGUATEZZA E RESILIENZA maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda

- RIDUZIONE DELLA DIPENDENZA ENERGETICA DALL'ESTERO

dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica
Azioni trasversali

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- INFRASTRUTTURE E SEMPLIFICAZIONI

la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;

- COSTI DELLA TRANSIZIONE

grazie all'evoluzione tecnologica e ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e

produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza.

- Compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:
 - la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
 - effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

L'intervento progettuale è l'applicazione diretta della Strategia Energetica Nazionale che punta alla decarbonizzazione del paese e all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

Inoltre, la progressiva dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili.

A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili fino al 55% al 2030, la società TERNA S.p.A. ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità. TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030.

3.2 ANALISI COSTI BENEFICI

L'elemento strategico per un futuro sostenibile e certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali rappresentano la capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo esse producono energia "pulita", con minori emissioni inquinanti e gas serra.

Il fotovoltaico, come tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nei 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.

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.

3.2.1 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 specifico 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.

3.2.2 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 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.

3.2.3 Il Valore Attuale Netto (VAN)¹

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

dove S_n è il saldo dei flussi di cassa al tempo n e at 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 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.

¹ Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2014-2020)

3.2.4 Il Tasso di Rendimento Interno (TRI)²

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:

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

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 di figura1.

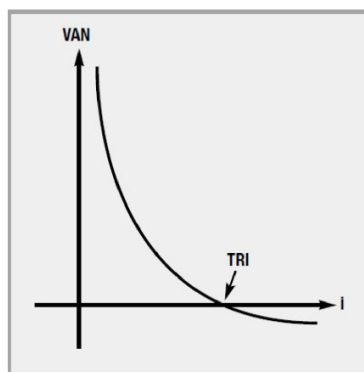
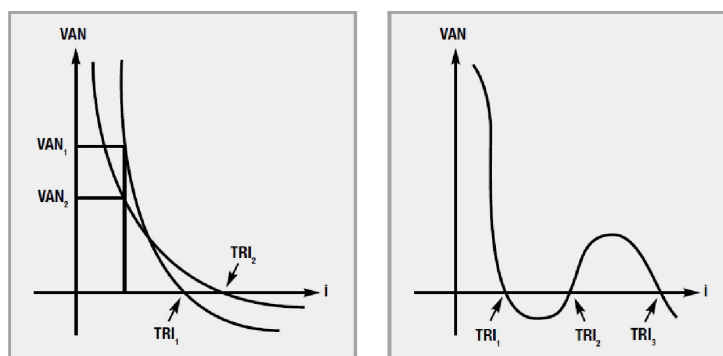


Figura 1 Tasso di rendimento interno

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 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 in figura 2).

² Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2014-2020)



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

Figura 2 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.

3.2.5 Il tasso di sconto³

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 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.

³ Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2014-2020)

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.

3.2.6 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*⁴ 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*⁵, 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 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 dilungo 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

⁴ HM Treasury (1997), Appraisal and evaluation in central government, the Green Book

⁵ 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

tasso annuale di crescita uguale a quello del consumo medio pro capite, 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.

3.2.7 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 del parco fotovoltaico della potenza nominale di 39,2 MW, da realizzarsi nei comuni di Chiaramonti e Martis, nella provincia di Sassari.

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 un parco fotovoltaico.

Fra i costi cercheremo di valutare:

- Occupazione temporanea del suolo;
- consumo di suolo;
- qualità dell'aria;
- effetti sugli habitat;
- salute pubblica;
- alterazione del paesaggio.

Noi terremo conto solo di quelli più significativi per il nostro progetto ovvero i primi due.

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 fotovoltaico, 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 CO₂, che sul business plan del proponente per la ricaduta diretta in termini occupazionali ed in termini di tasse versate.

3.2.8 Stima dei costi

3.2.8.1 Occupazione temporanea di suolo

I costi relativi all'occupazione di suolo per la realizzazione del campo agrisolare 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 altre 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 incolti ma potenzialmente 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 alla redditività ad es. di un frutteto. 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 84,41 ha, di cui 26,65 ha coltivati con specie poliennali foraggere e/o cerealicole, tuttavia considerando che la superficie coltivata si estende fino a 1 m. per lato sotto i pannelli, per una superficie di 10,23 ha, per cui l'estensione effettiva del parco è di 16,42 ha. Quindi per ogni anno di vita utile dell'impianto avremo dei redditi mancati (e dunque costi) stimabili in:

Mancato reddito agricolo = 16,42 ha × 6.155,00 €/ha 101.065,1€/anno per 30 anni. Nella tabella seguente si riportano i valori per le aree occupate nette sia dell'impianto fotovoltaico che quelle occupate dalle coltivazioni agricole.

Area occupata effettuando le coltivazioni fino a 1 m sotto i pannelli		
N Stringhe	1462	212
Lunghezza stringhe	32,65	16,308
Larghezza stringhe (sup. non coltivabile)	4,714	4,714
Area stringhe	153,9121	76,87591
Sub1	241317,18	m2
Superficie totale ingombro impianto agrivoltaico (Spv)	241317,18	m2
Spazio tra stringhe	2,526704	m2
N Spazi	1674	
Sub2	4229,70	m2
Cabine	20	m2
N Cabine	15	

Area tecnica	2390	
Sub 3	2690,00	m2
Strada Lungh	6110	m
Strada Largh	3	m
Sub 4	18330,00	m2
Superficie occupata totale	266566,89	m2
Superficie totale del fondo agricolo	844113,00	m2
Superficie coltivabile sotto i pannelli (1m per lato)	102383,19	m2
Superficie agricola coltivabile	679929,31	m2
0,7x Stot =	590879,10	m2
LAOR= Sup. Tot. Ingombro impianto agriftv (Spv)/ Sup. Tot. del fondo agricolo (S tot)	0,29	
Superficie agricola > 0,7 x S.tot	80,55%	
LAOR ≤ 40%	29%	

Tabella 1 Aree occupate nette sia dall'impianto fotovoltaico che quelle occupate dalle coltivazioni agricole

3.2.8.2 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 84,41 ha, in effetti avremo una superficie impermeabilizzata molto inferiore. Infatti avremo un'impermeabilizzazione generale del suolo esclusivamente al di sotto del power block (0,239 ha) e di quello occupato fisicamente dalle fondazioni delle cabine elettriche del campo solare e dalla superficie delle strade interne all'impianto. 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 seminata. In altre parole, cementificando si va a soffocare il terreno destinato o potenzialmente destinato all'agricoltura. Si è deciso comunque, al fine di garantire un maggiore attenzione alla tutela dell'ambiente, di considerare quale superficie impermeabilizzata quella corrispondente all'intera superficie occupata dall'impianto fotovoltaico ossia di 16,42 ettari, che comunque, in parte, riesce a garantire alcuni dei servizi ecosistemici di cui trattasi successivamente.

L'impatto derivato dal consumo di suolo è stato calcolato stimando il valore della perdita di servizi ecosistemici ricavato secondo la metodologia di cui alla *"Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo"* (ISPRA 2018).

Nella valutazione a scala nazionale prodotta da ISPRA, viene stimata la variazione di SE conseguente al consumo di suolo prodotto ogni anno. Nelle valutazioni finalizzate a valutare la perdita di SE relative al progetto considerate, semplificando la metodologia proposta da ISPRA, viene considerata esclusivamente la variazione dei servizi offerti, trascurando la variazione dello stock di risorse.

3.2.8.3 Stoccaggio e sequestro del carbonio.

La capacità del suolo di essere un serbatoio di CO₂ è fondamentale nel campo della lotta ai cambiamenti climatici. Consumando più suolo si rilascerà più CO₂ che ora è trattenuta nel terreno. I valori di contenuto di carbonio totale per la classe d'uso del suolo "Aree agricole" (da Sallustio et al. 2015) risulta essere pari a 58,10 t/ha. Si considera quale valore dello stoccaggio e sequestro di Carbonio quello fissato nel 2018, così come riportato nella proposta metodologica impiegata nella presente valutazione, 135,05 €/t rivalutato (ISTAT 2022).

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 16,42 ha:

$$SSC = 16,42 \text{ ha} \times 58,10 \text{ t/ha} = 954,00 \text{ t};$$

$$\text{Valore complessivo SSC annuale} = 954,00 \text{ t} \times 135,05 \text{ €/t} = 128.838,00 \text{ €}.$$

3.2.8.4 Qualità degli habitat

Il degrado di un habitat influisce sulla possibilità delle specie che lo abitano di sopravvivere e riprodursi. Ai fini del calcolo del valore relativo alla stima del Servizio Ecosistemico - Qualità degli habitat si considera quale valore di riferimento, così come riportato nella proposta metodologica impiegata nella presente valutazione, quello fissato per l'anno 2017, che rivalutato (ISTAT 2022) risulta essere pari a 285,96 €/ha anno.

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 16,42 ha:

$$QH = 16,42 \text{ ha} \times 285,96 \text{ €/ha} = 4.695,46 \text{ € per anno}.$$

3.2.8.5 Produzione agricola

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. Ai fini del calcolo del valore relativo alla stima del Servizio Ecosistemico – Produzione Agricola, si considera quale valore di riferimento, così come riportato nella proposta metodologica impiegata nella presente valutazione, che prevede la valutazione del flusso di servizio attraverso la valutazione biofisica ed economica della produzione effettiva in termini di Produzione Standard Totale ricavata dalla coltura a più alto valore aggiunto tra quelle d'origine presenti nella zona. Da un'analisi condotta nella zona, compatibilmente con le caratteristiche agronomiche dei suoli presenti nell'area, si è deciso di considerare la coltivazione di orticole all'aperto e in pieno campo, prendendo il valore indicato nel elenco delle produzioni standard per la Sardegna per l'anno 2017, che rivalutato (ISTAT 2022) risulta essere pari a 12.741,81 €/ha anno.

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 16,42 ha:

$$PA = 16,42 \text{ ha} \times 12.741,81 \text{ €/ha} = 209.220,52 \text{ € anno.}$$

3.2.8.6 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.

Ai fini del calcolo del valore relativo alla stima del Servizio Ecosistemico – Impollinazione, si considera quale valore di riferimento, così come riportato nella proposta metodologica impiegata nella presente valutazione, che prevede all'anno 2015, un valore compreso tra 169,27 €/ha e 226 €/ha. Viste le caratteristiche delle produzioni agricole strettamente dipendenti da impollinatori presenti nell'intorno dell'area oggetto di valutazione è scelto un valore pari a 180 €/ha che rivalutato (ISTAT 2022) risulta essere pari a 200,16 €/ha

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 16,42 ha:

$$I = 16,42 \text{ ha} \times 200,16 \text{ €/ha} = 3.286,62 \text{ € anno}$$

3.2.8.7 Regolazione del microclima

Il consumo di suolo causa infine effetti diretti anche sulle temperature, in particolare nelle zone urbane in periodo estivo, nelle aree urbane si presentano gli effetti della cosiddetta "isola di calore", determinata dall'incremento delle temperature superficiali dovuto al calore accumulato dalle superfici artificiali durante il

giorno, che si ripercuote anche sui valori notturni specie in condizioni di stabilità atmosferica. Per il sito in esame, non si è in grado di quantificare dal punto di vista monetario, tale impatto. Si terrà conto comunque conto questa esternalità, sicuramente negativa, nella valutazione qualitativa d'insieme degli impatti.

Rimozione particolato e ozono

È questo un servizio ecosistemico di regolazione, che riguarda il miglioramento della qualità dell'aria. Il servizio ecosistemico è stimato attraverso la rimozione di due inquinanti atmosferici, particolato atmosferico (PM10) e ozono troposferico (O3), da parte degli ecosistemi forestali per l'intero territorio nazionale. Nella stima di tale servizio si fa riferimento principalmente a tipologie di ecosistemi forestali. Si ritiene pertanto di non considerare ai fini dell'analisi condotta tale servizio ecosistemico.

3.2.8.8 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. L'entità di questo fenomeno dipende da vari fattori, tra cui le caratteristiche geologiche, pedologiche, morfologiche e vegetazionali specifiche del territorio, dalle condizioni climatiche alle quali esso è soggetto (ISPRA 2015). L'analisi degli studi in letteratura sull'erosione, mostra che i valori economici considerati sono molto variabili per entità e tipologia. Una stima a scala europea, che include i costi del danno e della mitigazione, sia in situ che generali, porta a valori tra 22 e 235 €/ha (anno 2003) (Van der Meulen et al., 2018, Gornach, 2004). Considerata la giacitura pianeggiante dell'area nonché le caratteristiche pedologiche del sito, si ritiene corretto considerare il valore di 190 €/ha che rivalutato (ISTAT 2022) risulta essere pari a 207,10 €/ha anno. Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 16,42 ha:

$PE = 16,42 \text{ ha} \times 207,10 \text{ €/ha} = 3.400,58 \text{ € per anno}$

3.2.8.9 Regolazione del regime idrologico (infiltrazione)

L'infiltrazione dell'acqua nel suolo e nel sottosuolo è una conseguenza diretta derivate dalla presenza del servizio ecosistemico di regolazione del deflusso superficiale e di approvvigionamento di acqua dolce. Tali servizi determinano sia la riduzione dello scorrimento superficiale dell'acqua derivate dalle piogge, nonché la riduzione della sua velocità di scorrimento, mitigando gli effetti delle piogge sulle piene dei corsi d'acqua, nonché l'eventuale accumulo di acqua nel suolo, in termini di riserva di acqua dolce, disponibile per la vita delle piante e dell'uomo. Per poter stimare entrambi questi servizi è fondamentale la capacità di caratterizzare il bilancio

idrologico e di effettuare stime sulla base delle caratteristiche di uso e copertura del suolo, al fine di evidenziare gli effetti diretti del consumo di suolo (ISPRA 2018). Il modello BIGBANG (ISPRA) è basato sull'approccio di Thornthwaite e Mather (1955). Applicando tale modello al sito sul quale sarà realizzato l'impianto fotovoltaico, è stato possibile effettuare una stima della variazione del valore delle grandezze del bilancio in funzione del consumo di suolo. L'aumento del deflusso superficiale viene considerato in questo caso come proxy del volume di acqua da gestire (allontanare/trattare) in più. Nella sperimentazione proposta per il Rapporto sul consumo di suolo 2018 le aree consumate sono considerate nel modello come totalmente impermeabilizzate e dunque ponendo a zero l'infiltrazione, l'evapotraspirazione e l'acqua nel suolo; di conseguenza in tali aree il deflusso superficiale coincide con la precipitazione. (ISPRA 2018). In riferimento alla stima dei valori economici da associare ai servizi sistemici considerati, così come riportato in "Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo" (ISPRA 2018) il valore medio, per l'anno 2018, derivato dall'intervallo di valori considerato tra 7,5 e 8,74 €/m³/anno di deflusso superficiale di acqua, ossia approssimando 8,10 €/m³, che rivalutato (ISTAT 2022) diventa 8.83 € m³. Considerando una piovosità media di circa 500 mm/anno, e considerando esclusivamente la superficie dell'impianto che determina una superficie totalmente impermeabile, ossia solo 1,9 il valore stimato del servizio risulta:

$$\text{SRSl} = 5.000 \text{ m}^3/\text{ha} \times 1,9 \text{ ha} = 9.500 \text{ m}^3 \times 8,83 \text{ €/m}^3 = 83.885,00 \text{ €}$$

3.2.8.10 Disponibilità di acqua

La disponibilità di acqua a fini idropotabili, agricoli e produttivi è uno dei principali fattori di benessere e si appresta a diventare un elemento di criticità, in particolare il sud del Mediterraneo a causa degli effetti dei cambiamenti climatici e del degrado del suolo. Per valutare il servizio di approvvigionamento di acqua, sia quella contenuta nel suolo superficiale che nelle falde sotterranee, è possibile fare riferimento ai termini del bilancio idrologico. Utilizzando il dato di consumo di suolo come input, e utilizzando il modello Big bang 1.0, così come riportato in "Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo" (ISPRA 2018) per calcolare i diversi parametri del bilancio idrologico, si valuta la diminuzione del volume di ricarica delle falde determinata dal consumo di suolo in un dato periodo di tempo, considerata come diminuzione nel servizio di approvvigionamento di acqua dolce. Come riportato nella metodologia ISTAT di riferimento per il presente studio, la valutazione economica di tale servizio basata sui costi stimati relativi all'anno 2015 pari a 0.03-

0,71 €/m³. Considerando il valore medio 0,37 €/m³ e rivalutando lo stesso (ISTAT 2022) ossia 0,40 €/m³

Considerando la mancata infiltrazione per impermeabilizzazione totale pari alla una piovosità media di circa 500 mm/anno, e considerando esclusivamente la superficie dell'impianto che determina una superficie totalmente impermeabile, ossia solo 1,9 il valore stimato del servizio risulta:

$SRSI = 5.000 \text{ m}^3/\text{ha} \times 1,9 \text{ ha} = 9.500 \text{ m}^3 \times 0,40 \text{ €/m}^3 = 3.800,00 \text{ €}$

3.2.8.11 Purificazione 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. Il principale fattore è l'impermeabilizzazione, che costituisce una perdita irreversibile della capacità di infiltrazione dell'acqua nel suolo nelle aree impermeabili con la conseguenza che il carico di inquinanti già presente nelle acque non viene ridotto dall'infiltrazione e finisce nei corsi d'acqua superficiali. L'impermeabilizzazione, pertanto, rappresenta il danno più estremo anche per il servizio di purificazione (ISPRA 2018). Per quanto riguarda i parametri economici, la maggior parte degli studi considera il costo di sostituzione, come spesso accade per i servizi di regolazione.

Con riferimento alla valutazione proposta per il 2018, così come riportato in "Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo" (ISPRA 2018)", basata sulla capacità di naturale attenuazione dei suoli, che riguarderà tutte le aree non consumate incluse quelle non agricole, la valutazione economica farà riferimento ad una meta analisi recente (Jónsson et al 2016) dalla quale risultano i seguenti valori economici associabili ai servizi di cui trattasi. Si considera pertanto un intervallo tra a 18,31 – 4884,47 €/ha/anno (2015).

In relazione al peso reale ricavato da valutazioni empiriche sul livello di compromissione delle risorse idriche presenti nel sottosuolo dell'area in cui insite l'impianto, e da I valori considerati nelle precedenti stime dei servizi ecosistemici legati al ciclo delle acque, si ritiene di impiegare un valore economico pari a 950 €/ha anno.

Procedendo nel calcolo, considerando esclusivamente la superficie dell'impianto che determina una

superficie totalmente impermeabile, ossia solo 1,9, il valore stimato del servizio risulta:

SPA= 950 €/ha x 1,9 ha = 1.805,00 € per anno.

Tabella 1. Servizi ecosistemici considerati

Servizi	u.m. biofisica	u.m. economica	valore €
Stoccaggio e sequestro di carbonio	t/ha	135,05 €/t	128.838,00 €
Qualità degli habitat	adim.	285,96 €/ha	4.695,46 €
Produzione agricola	ha	74112,81 €/ha	209.220,52€
Impollinazione	-	200,16 €/ha	3.286,62
Regolazione del microclima	stima	stima	n.d.
Rimozione particolato e ozono	t/ha	- €/t	n.d.
Protezione dall'erosione	€/ha	207,10 €/t	3.400,58 €
Regolazione del regime idrologico	m3	8,83 €/m3	83.885,00 €
Disponibilità di acqua	m3	0,40 €/m3	3.800,00 €
Purificazione dell'acqua	adim	950 €/ha/anno	1.805,00 €
Supporto alle attività umane	adim	-	-
TOTALE			438.931,18 €

Tabella 2. Stima preliminare dei costi annuali 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
Totale	-538.318.106	-681.411.505	-824.504.903

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.

In conclusione, il valore complessivo derivato dalla perdita di servizi ecosistemici dovuto al consumo di suolo risulta essere pari 438.931,18 €/anno

3.2.8.12 Costi per la produzione di energia con moduli fotovoltaici

Come detto sopra, i costi collettivi derivanti dalla produzione di energia sono derivati dall'Agencia 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 (NO_x, 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.

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 CO₂ 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 CO₂ utilizzati variano da 19 EUR / t CO₂ (stima bassa, sulla base di ExternE-Pol) e 80 EUR/t CO₂ (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 CO₂ 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, 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.

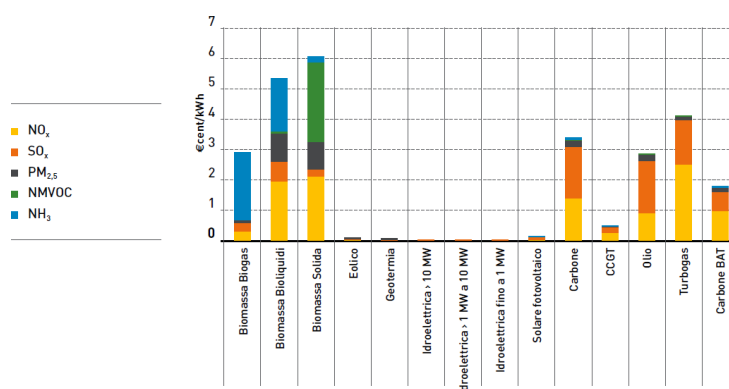


Figura 3 Confronto tra le esternalità locali (effetti a scala locale) delle principali filiere di produzione di energia elettrica

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 moduli fotovoltaici sono state pertanto stabilite in 0.15 c€/kWh.

Considerato che la produzione attesa della centrale in progetto dovrebbe essere di circa 88.266,00 MWh/anno.

Costi esterni energia prodotta dal parco fotovoltaico = $0,0015 \text{ €/kWh} \times 88.266.996,00 \text{ kWh} = 132.400,49 \text{ €/anno}$

3.2.8.13 Stima dei benefici

3.2.8.13.1 Effetti climatici a scala vasta e locale

L'attività di studio qui descritta verte sulla valutazione degli impatti relativi al comparto atmosferico determinato dalla produzione di energia impiegando fonti non rinnovabili e che determinano emissioni di gas climalteranti in grado di generare pressioni molto rilevanti sull'ambiente, e che hanno dato origine a problematiche con caratteristiche e scale d'influenza spaziale molto diverse.

Essa, in relazione alla scala geografica prescelta, può avere carattere locale (per es., elevate concentrazioni di particolati in una città), regionale (per es., piogge acide) o globale (per es., riscaldamento globale). L'ampiezza della scala è rilevante poiché la sua estensione comporta spesso il crescere dell'incertezza scientifica intorno al fenomeno e della complessità negoziale associata agli accordi internazionali necessari per fronteggiare il problema.

Il contributo positivo dato da un impianto fotovoltaico è collegato alla diminuzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare CO₂ in atmosfera, SO₂ ed NO_x. 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 dal parco fotovoltaico 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'Agencia 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: NH₃, NO_x, NMVOC, PM, SO₂;

- inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (effetto serra): CO₂, N₂O, CH₄ misurati come CO₂EQ.

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_{2,5} (primario) così come agli altri inquinanti primari da cui si forma il particolato secondario (SO₂ per i solfati presenti in atmosfera, NO_x per i nitrati e NH₃ 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_{2,5}, ozono troposferico e acidità atmosferica. L'effetto sulla salute di SO₂, NO_x, NH₃ 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 SO₂ ed NO_x 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.

Scala	Globale	Locale e regionale					
Inquinante	CO ₂ eq	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2,5}	NMVOC	NH ₃
[€/t]	33,6	8.394	7.994	23.120	35.604	625	13.129

Tabella 2 Fattori di danno per tonnellata di inquinante per l'effetto serra e per gli altri inquinanti considerati nello studio

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

- 0,483 Kg CO₂/kWh
- 0,0014 Kg SO₂/kWh
- 0,0019 Kg NO_x/kWh

Il progetto potrà consentire di evitare l'emissione in atmosfera di circa 42.632,478 t di CO₂ all'anno, 123,57 t di SO₂ e 167,70 t di NO_x. Ciò significa che, in 30 anni di vita utile dell'impianto, mediamente in Italia per produrre la medesima quantità di energia si immetterebbero in atmosfera 1.278.974,34 t di CO₂, 3.707,1 t di SO₂ e 5.031,0 t di NO_x.

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

	Produzione evitata	MWh/anno prodotti	Costi €	costi € evitati/anno
Kg CO2/kWh	0,483	88.266,00	33,6	1.432.451,26
Kg SO2/kWh	0,0014	88.266,00	7.994,00	987.837,7
Kg NOx/kWh	0,0019	88.266,00	8.394,00	1.407.719,12
TOTALE	3.828.008,08 €			

Tabella 3 Ricadute positive della centrale agrivoltaica

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

3.2.8.13.2 Impatto visivo

Impatto visivo generato dall'impianto risulta essere minimo, in quanto l'impianto è localizzato in un'area pianeggiante, percettibile solo da pochi punti di osservazione posti ad una distanza di circa 4 km.

L'impianto a breve distanza risulta praticamente nulla in quanto la visibilità in corrispondenza delle strade è mitigata da una recinzione di colore verde e da schermature vegetali consistenti nella piantumazione di siepi e piante sempreverdi disposte lungo il perimetro esterno: saranno in tal senso impiegate specie locali autoctone o comunque compatibili con il contesto agro-ambientale d'insieme.

Dalle condirezioni soprariportate non risulta proponibile attuare uno studio finalizzato a determinare il grado di percezione dell'impianto fotovoltaico da punti di vista chiave, ossia punti di osservazione che possono evidenziare impatti visivi negativi.

Ma assumendo in via precauzionale che l'impianto fotovoltaico proposto, ancorché fosse visibile da distanza considerevole potesse avere un seppur minimo impatto sul paesaggio circostante, questo, considerato il contesto d'insieme, questo risulterebbe comunque decisamente contenuto e non ne diminuirebbe il valore d'insieme.

Fermo restando le considerazioni soprariportate, si è comunque proceduto alla valutazione dell'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico da tenere

Al fine di valutare l'impatto visivo dell'impianto agrivoltaico, si è proceduto valutando il costo medio per ettaro di suolo, rivalutato all'anno corrente, indicato per l'Italia nello studio europeo "The Value of EU Agricultural

Landescape” European Commission JRC Institute for Perspective Technologies Studies: tali valori stimati derivano valutazioni di paesaggi agricoli determinati mediante metodologia WTA (Willingness to Pay).

In particolare è stato preso in considerazione il costo medio per ettaro, reativo a superfici agricole arabili, che risulta essere pari a 207 €/ha nell’anno 2009.

Procedendo alla rivalutazione di tale prezzo all’anno 2023, mediante calcolo effettuato secondo metodologia indicata da ISTAT, risulta essere pari a 250,88 €/ha. Riguardo al calcolo della superficie da considerare ai fini del calcolo dell’impatto visivo si specifica che la parte di suolo complessivamente occupata dall’impianto fotovoltaico risulta essere di circa 84,41 ettari, costituita nello specifico da circa 16,42 ettari realmente occupati dalle componenti dell’impianto fotovoltaico, e i rimanenti destinati alla coltivazione di foraggio. Al fine del calcolo dell’impatto visivo si considera comunque l’intera superficie occupata da entrambi gli usi del suolo ossia 84,41 ettari.

Il valore stimato dell’impatto visivo generato dal progetto = 250,88 €/ha x 84,41 ha = 21.176,78 €

3.2.8.13.3 Tabelle riepilogative degli impatti e delle esternalità

In particolare, l’attività di studio qui descritta sin qui condotta sulla valutazione degli impatti ed alle esternalità, determinano effetti con caratteristiche e scale d’influenza spaziale molto diverse.

ESTERNALITA' AMBIENTALI	SCALA LOCALE	SCALA GLOBALE
Mancata emissione CO2	1.432.451,26 €	
Mancata emissione SO2, NOx	2.395.556,82€	
Perdita SE da consumo di suolo	303.311,45 €	
Impatto visivo	7.275,52 €	
Costi esterni per la produzione di energia con moduli fotovoltaici		39.325,97 €
TOTALE	4.138.595,05 €	39.325,97 €

3.2.8.13.4 Ricadute socio-economiche- occupazione

La realizzazione di un parco agrivoltaico, richiede la presenza di varie tipologie di manodopera. In particolare ci sarà lavoro sia per operai edili, 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 riguardano la presenza di 18 operai edili specializzati, 22 operai elettrici specializzati, 6 operai, 8 manovratore mezzi meccanici.

Nella fase di costruzione si avrà quindi un incremento dell'occupazione di manodopera qualificata, per circa 13 mesi, massimo un anno, si stima il coinvolgimento (con tempistiche differenti) di circa 54 addetti.

Si stima un investimento totale in manodopera in fase di avvio pari a 2.978.726,4 €, in base alle tabelle del ministero del lavoro per un operaio di livello medio. Considerata la tipologia di operai e di mansioni possiamo, cautelativamente stimare il totale della manodopera sarà comunque reperibile nell'area di Chiaramonti-Martis.

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 13 mesi per 2.978.726,4 €/anno.

Benefici occupazione cantiere = 2.978.726,4 €/anno per 13 mesi.

Nella fase di esercizio si valuta una occupazione stabile per 14 unità lavorative, full time, per tutta la vita utile dell'impianto (30 anni), compresi le unità lavorative delle ditte esterne di manutenzione.

Il business plan stima i costi del personale in 712.857,6 €/anno nei primi anni a crescere fino a 800.000 al 30° anno. Considerato il scarso rischio dell'investimento, questo significa un introito sicuro per 14 famiglie.

Benefici occupazione esercizio= 712.857,6 €/anno per 30 anni.

3.2.9 Misure di compensazione a favore del Comune di Chiaramonti e Martis

In riferimento alle opere di compensazione destinate ai Comuni di Chiaramonti e Martis, interessati dalla realizzazione degli impianti agrivoltaico "19152 Martis", un'ipotesi di stima delle compensazioni spettanti al Comune potrebbe essere effettuata ipotizzando un prezzo dell'energia pari a 150 €/MWh (considerando la possibilità di poter partecipare alle aste competitive indette dal GSE nei prossimi anni di cui comunque ad oggi

non sono note le caratteristiche né in termini di prezzo base che di tipologia di contratto ottenibile e di criteri di partecipazione, ma ipotizzando possano essere in continuità con quelle emesse ed in fase di esaurimento). Considerando che la producibilità degli impianti è stimata complessivamente pari a circa 88.266 MWh/anno, considerando che il prezzo massimo per una compensazione previsto dalle linee guida nazionali DM 10-09-2010 è pari al 3% dei ricavi ottenibili dalla vendita dell'energia prodotta annualmente, risulterebbe che le compensazioni ambientali da versare ai Comuni di Chiaramonti e Martis potrebbero essere quantificabili in un massimo di circa 397.197,00 €/anno totali. Tale importo è una previsione da confrontare con l'effettivo stato del mercato elettrico e della pubblicazione del sistema di aste competitive indette dal GSE nei prossimi anni.

3.2.10 Calcolo del VAN e del TRI

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 2° anno e dureranno in tutto 30 anni. I benefici del cantiere dureranno 13 mesi, e quelli relativi all'esercizio dell'impianto 30 anni.

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

ANNI		1	2	3	4	5	6
	FC						
COSTI ESTERNI							
SERV.ECOSIST. PRODUZIONE AGRICOLA	1		209.221	209.221	209.221	209.221	209.221
SERV.ECOSIST. IMPERMEABILIZAZ. SUOLO	1		83.885	83.885	83.885	83.885	83.885
DEGRADO PAESAGGIO	1		21.177	21.177	21.177	21.177	21.177
COSTI ESTERNI TOTALI			314.282	314.282	314.282	314.282	314.282
COSTI ESERCIZIO							
AFFITTO TERRENI	1,2		302.400	302.400	302.400	302.400	302.400
ASSICURAZIONE	1		593.000	593.000	593.000	593.000	593.000
MANUTENZIONI RIPARAZIONI	0,85		153.000	153.000	153.000	153.000	153.000
MANODOPERA	0,9		720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
COSTI DI GESTIONE	0,95		95.000	95.000	95.000	95.000	95.000
CONTRIBUTO AL COMUNE	1		397.000	397.000	397.000	397.000	397.000
TOTALE COSTI DI ESERCIZIO			2.260.400	2.260.400	2.260.400	2.260.400	2.260.400
INVESTIMENTI TOTALI	veri corr	36.636.319	0	0	0	0	0
TOTALE USCITE		36.636.319	2.574.682	2.574.682	2.574.682	2.574.682	2.574.682
BENEFICI		8.175.734	8.175.734	8.175.734	8.175.734	8.175.734	8.175.734
MANCATE EMISSIONI	1		2.207.190	2.207.190	2.207.190	2.207.190	2.207.190
VENDITA ENERGIA	0,93		12.313.246	12.313.246	12.313.246	12.313.246	12.313.246
TOTALE VENDITE			12.313.246	12.313.246	12.313.246	12.313.246	12.313.246
TOTALE ENTRATE		0	14.520.436	14.520.436	14.520.436	14.520.436	14.520.436
FLUSSO DI CASSA NETTO		-36.636.319	11.945.754	11.945.754	11.945.754	11.945.754	11.945.754
TRIE		32,56%					
VANE		€ 147.866.942					
TASSO NOMINALE		3,50%					
INFLAZIONE		5,70%					
TASSO REALE		-2,08%					

Tabella 4 Valori dei costi e dei benefici correttamente scontati all'attualità

Come vediamo accumulando costi e benefici, avremo all'attualità che il progetto produrrà costi per circa -€ 36.636.319,00 milioni di euro e benefici per circa € 8.175.734 milioni di euro. Questo significa avere un VAN

positivo di circa 147.866.942 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.

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.

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. IL GUADAGNO DALLA PRODUZIONE

In generale, i costi della generazione di elettricità da un impianto agrivoltaico dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità della radiazione solare nel sito di intervento, dal costo di realizzazione dell'impianto, dalla vicinanza del punto di consegna che determina un risparmio sulla realizzazione delle opere di rete per il trasporto dell'energia prodotta.

L'area sulla quale insiste il parco agrivoltaico in oggetto si trova in condizioni dove la radiazione solare è ottimale e il punto di consegna si trova a breve distanza dall'area di progetto e per quanto riguarda il percorso del cavo esterno (che collega l'impianto fotovoltaico al punto di consegna), esso può utilizzare la viabilità in parte esistente.

È opportuno precisare che una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili rispetto ad una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di consumo di "combustibile", in quanto il sole è una risorsa gratuita ed inesauribile.

Da quando l'industria eolica ha avuto inizio, il costo dell'energia fotovoltaica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi e soprattutto alle innovazioni tecnologiche dei moduli fotovoltaici.

I dati sui costi livellati dell'elettricità (LCOE) delle principali tecnologie elettriche, contenuti nell'ultimo rapporto di Bloomberg New Energy Finance (BNEF) del 2018 rivela come gas e carbone stiano vivendo una "sfida senza precedenti" in tutti e tre i ruoli che svolgono nel mix energetico:

- la produzione all'ingrosso;
- la dispacciabilità o programmabilità, ossia la capacità di rispondere alle richieste della rete per far salire o scendere la generazione elettricità durante la giornata;
- la flessibilità, ossia la capacità di accendersi e spegnersi in risposta a carenze o surplus di energia elettrica in rete durante periodi di ore.

I principali competitor delle suddette fonti fossili sono rappresentati dagli impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare (fotovoltaico). I primi grazie al calo dei costi di capitale, al miglioramento dell'efficienza e alla diffusione delle aste competitive, possono direttamente competere con la produzione all'ingrosso, iniziando a intervenire anche sul mercato del dispacciamento. L'energy storage invece rappresenta un'importante risorsa a servizi in grado di garantire la flessibilità di rete.

Nel suo studio BNEF calcola l'LCOE per ciascuna tecnologia, tenendo conto di tutte le variabili: dai costi delle

attrezzature, di costruzione e di finanziamento alle spese di funzionamento e manutenzione fino alle ore medie lavoro degli impianti.

L'impianto agrivoltaico di progetto nei Comuni di Chiaramonti e Martis l'utilizzo di moduli fotovoltaici di ultima generazione per cui è possibile stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a:

150,00 €/MWh ovvero 0,0150 €/kWh

4.1.1 Prezzo dell'energia prodotta

L'analisi verrà completata con la valutazione del prezzo medio di energia che verrà prodotta dall'impianto.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia negli ultimi due anni è di circa 150,00 euro/MWh, con i valori più alti degli ultimi due anni (Fonte GME). Dato in controtendenza rispetto ai primi quattro mesi del 2022 con una media di 55,00 €/MWh (Fonte GME), ovvero 0,055 €/kWh.

Per quanto riguarda il parco agrivoltaico "19153 Martis", l'energia netta producibile fino ai 39,2 MWp previsti è stimabile in circa 88.266 MWh/anno.

5. 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 3.691.584 euro, La restante parte del beneficio 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.

Sono stati individuate le esternalità ambientali prodotte sia a livello locale che globale nonché i principali benefici connessi alla realizzazione dell'opera.

La realizzazione del progetto comporta una richiesta di manodopera essenzialmente ricollegabile all'attività di costruzione della Parco agrivoltaico: le attività dureranno 13 mesi circa e il personale presente in sito varierà da alcune unità nelle prime fasi costruttive (primi mesi) ad un massimo di circa 54 unità nel periodo di punta; attività di esercizio: sono previsti complessivamente circa 14 tecnici impiegati per attività legate al processo produttivo e tecnologico e come manodopera coinvolta nell'indotto; Sia in fase di realizzazione sia durante la fase di esercizio, incluse le necessarie attività di manutenzione, a parità di costi e qualità, si privilegeranno le imprese locali che intendessero concorrere agli appalti che saranno indetti dalla proponente.

Si sono stimati i principali indicatori economici connessi alla realizzazione parco agrivoltaico " 19153 Martis" sulla base dell'energia netta producibile - stimabile in circa 88.266 MWh/anno e considerando l'andamento del mercato dell'energia elettrica in Italia.

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