



SCREENING

Tipologia di intervento classificato al p.to n°2 lett.b dell'allegato B1 della
Direttiva Regionale in materia di V.I.A.

**PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO
AGRIFOTOVOLTAICO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE
INDISPENSABILI DENOMINATO 18577 UTA4 DA REALIZZARSI NEL
COMUNE DI UTA IN LOCALITA' MARZALLOI (CA)**

PROGETTO DEFINITIVO

Il Proponente:



Loc. San Giovanni "La Cartiera"
09015 - Domusnovas (SU)
P.IVA 04044730929
alfataugreen2@gmail.com
alfataugreen2@pec.it

I Progettisti:

I Progettisti

Il Capogruppo Ing. Fiorenzo Casti

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Elaborato A1.1

Tipo Documento Relazione

Data settembre 2023

Scala

Titolo documento:

Analisi Costi Benefici

**SOMMARIO**

1. Premessa	3
2. Descrizione dell'intervento	4
2.1. L'impianto denominato Uta 4-18577	4
2.2. Sito di intervento	4
2.3. Inquadramento geografico	4
2.4. Inquadramento geografico _ topografico	5
2.5. Inquadramento catastale	8
3. Principali caratteristiche progettuali	9
3.1. Il progetto	9
4. Analisi costi-benefici	11
4.1. La valutazione dei beni collettivi in assenza di mercato	12
4.2. Indicatori di performance del progetto	12
4.3. Il Tasso di Rendimento Interno (TRI)	13
4.4. Il Tasso di Sconto	15
4.5. Il Tasso di Sconto Sociale	15
5. Analisi costi-benefici del progetto	16
5.1. Stima dei costi	16
5.1.1. Occupazione temporanea dei suoli	16
5.1.2. Consumo del suolo	17
5.1.3. Tabella riepilogativa – Servizi ecosistemici considerati	21
5.1.4. Costi per la produzione di energia da moduli fotovoltaici	21
5.1.5. Impatto visivo	22
5.2. Stima dei benefici	23
5.2.1. Effetti climatici	23
5.2.2. Ricadute socio-economiche Occupazione	25
5.2.3. Tabella riepilogativa – sui costi degli Impatti ed esternalità	26
5.3. Calcolo del VAN	26
5.4. Calcolo del TIR	27
6. Il guadagno della produzione	28
6.1. Prezzo dell'energia prodotta	28
7. Conclusioni	29



1. Premessa

La seguente relazione viene redatta per verificare l'analisi costi benefici della proposta progettuale dell'impianto agrifotovoltaico del tipo a terra in agro del comune di Uta in località Marzalloi della potenza di 8,759 MW.

La società proponente è la società Alfatau Green 2 s.r.l, con sede in Domusnovas (SU) "La Cartiera" nella località Grotta San Giovanni snc, è la società che si occupa dello sviluppo e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

2. Descrizione dell'intervento

2.1. L'impianto denominato Uta 4-18577

Il progetto agrivoltaico, denominato Uta 4-18577, sarà realizzato con pannelli fotovoltaici installati su tracker ad inseguimento al fine di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite un sistema di conversione fotovoltaica ed è finalizzato alla riqualificazione agricola di porzioni di terreno oggi non pienamente utilizzati e che saranno utilizzati periodicamente, consentendo sinergicamente la produzione energetica da fonte rinnovabile.

L'impianto prevede:

- Numero totale di moduli FV: 16072
- Resa energetica annua (approssimativa Agrifotovoltaico): 12.700,00 MWh/anno (12,7 GWh/anno)
- Picco di potenza: 8759,00 kWp
- La prestazione ottimale non agrifotovoltaico prevederebbe l'aggiunta di n. 10.000 pannelli fv ed avrebbe una produzione di 20.603,000 MWh/anno (20,60 GWh/anno)
- Producibilità elettrica minima: garantire che la produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico (espressa in GWh/ha/anno) non sia inferiore al 60% rispetto a quella di un impianto fotovoltaico standard idealmente realizzato sulla stessa area.
- La produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico è pari a 1.24 GWh/ha/anno, corrispondente al 61%, rispetto alla produzione stimata di un impianto fotovoltaico standard, idealmente realizzabile sulla stessa area e avente una producibilità di 2.03 GWh/ha/anno.

Nella progettazione, particolare attenzione è stata posta alla tipologia delle 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 al posizionamento delle cabine inverter o di trasformazione.

Il progetto prevede inoltre la realizzazione delle seguenti opere:

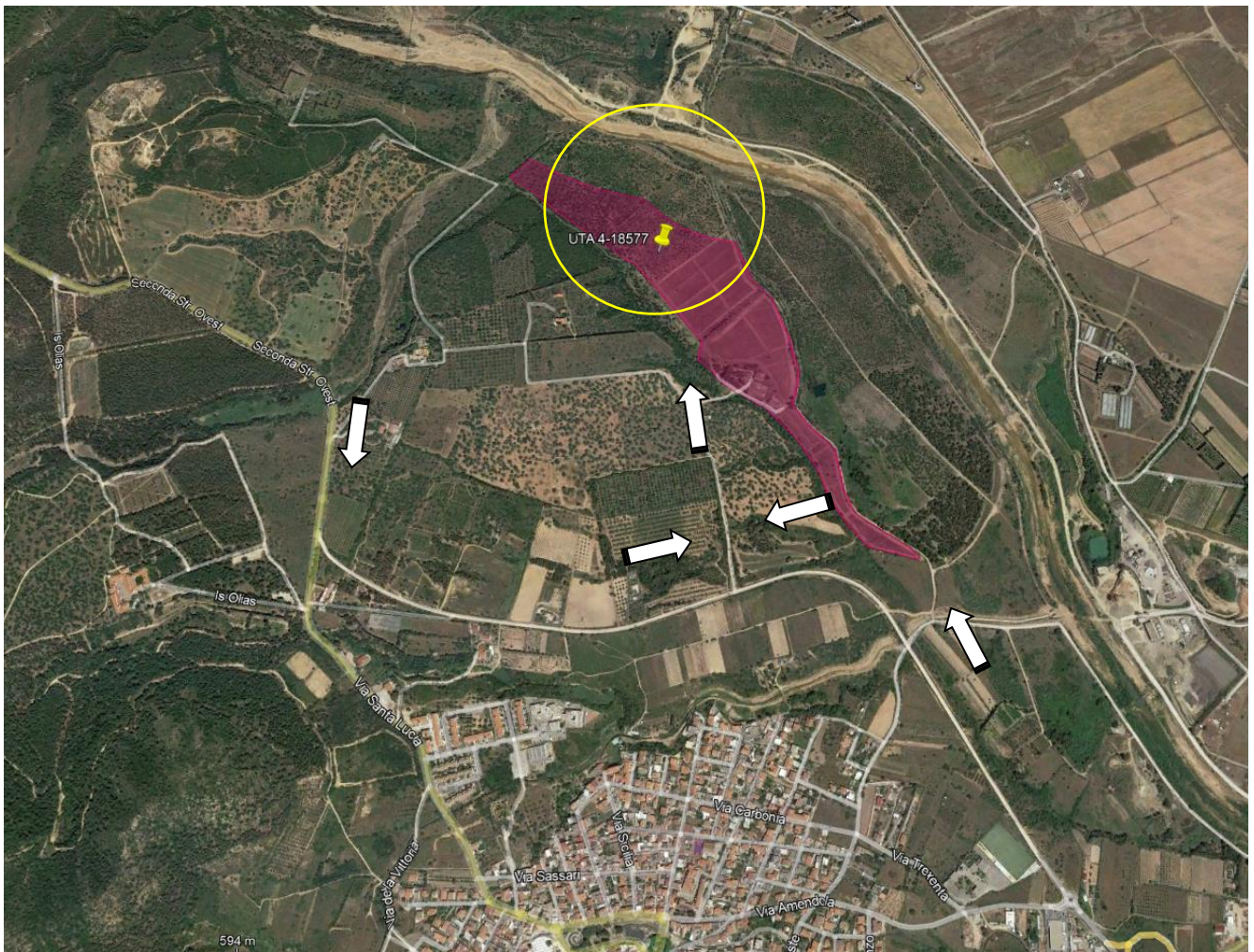
- linea aerea a 15 kV in cavo sotterraneo e aereo,
- cabina elettrica secondaria di consegna MT.

2.2. Sito di intervento

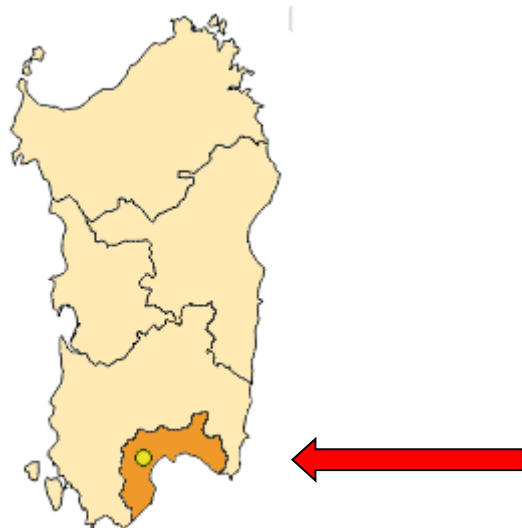
Il sito dell'intervento, è raggiungibile percorrendo la seconda strada ovest in direzione est o ovest e svoltando nella strada di penetrazione agraria come mostrato nell'immagine seguente che conduce dapprima all'azienda agricola e poi al sito dell'impianto.

2.3. Inquadramento geografico


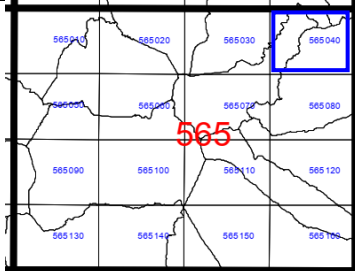
L'iniziativa proposta si inserisce in un'area della Sardegna sud occidentale nel territorio comunale di Uta nella Città metropolitana di Cagliari (CA), in località Marzaloi.

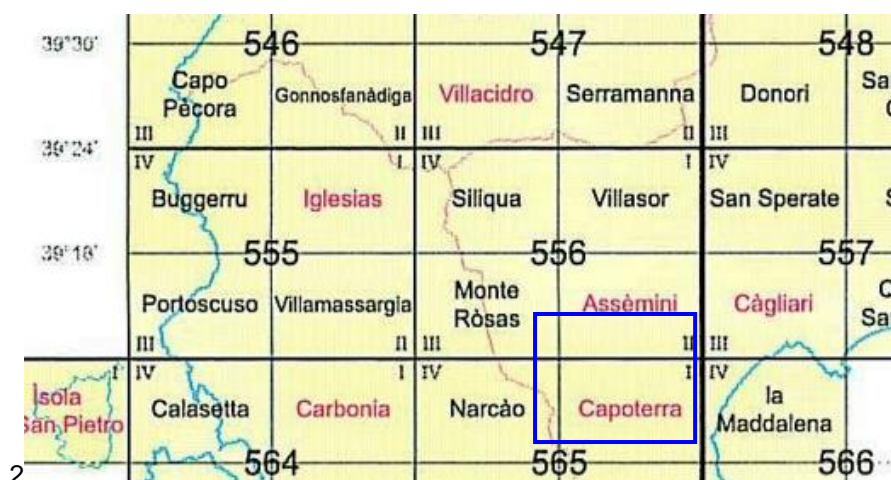


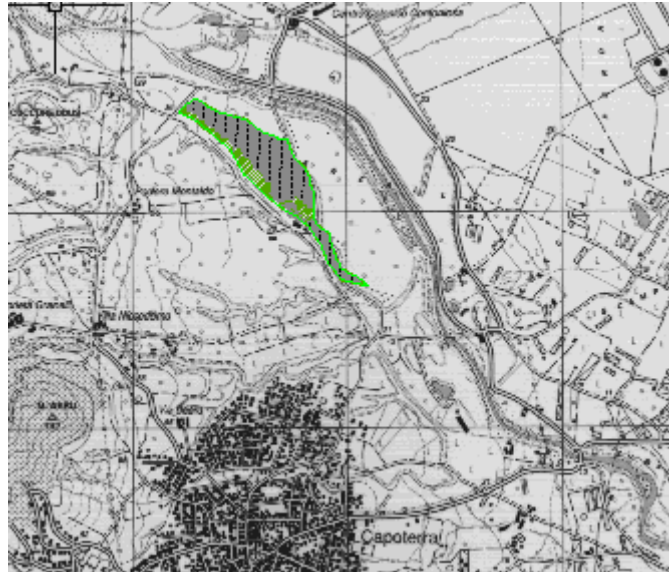
2.4. Inquadramento geografico _ topografico



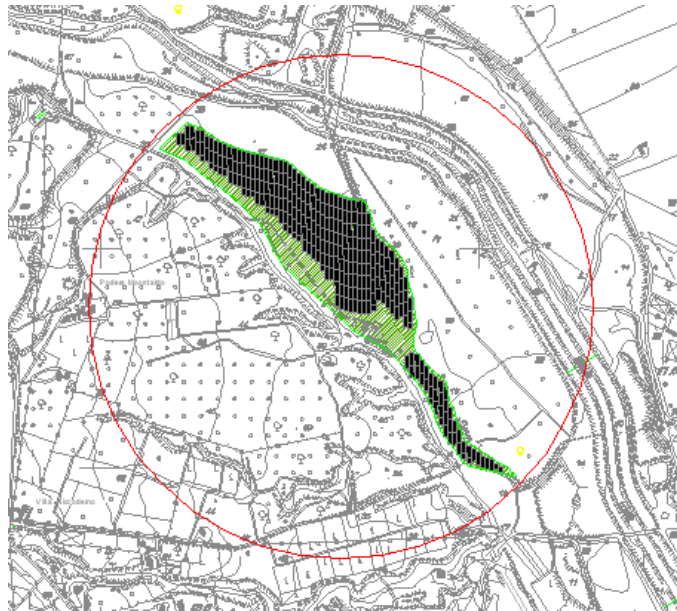
L'area è ubicata sulla carta IGM 1:25000 e sulla Carta Tecnica Regionale 1:10000, come indicato nella tabella seguente.

Cartografia	Identificativo	Denominazione	
1:25000 (IGM)	565 sezione I	Capoterra	
1:10000 (CTR)	565 sezione 040	Capoterra	





Stralcio dal foglio 565 sezione I denominazione Capoterra



Stralcio dal foglio 565 sezione 040 denominazione Capoterra

2.5. Inquadramento catastale

L'intervento dal punto di vista catastale ricade nel foglio 61, Particelle 17(parte)-40(parte)-46-47-48-63-217-218- 231(parte) del catasto terreni del comune di Uta, per una superficie catastale pari a circa 135.000 mq come riporta l'immagine seguente:



3. Principali caratteristiche progettuali

3.1. Il progetto

Il progetto agrivoltaico, denominato Uta 4-18577, sarà realizzato con pannelli fotovoltaici installati su tracker ad inseguimento al fine di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite un sistema di conversione fotovoltaica ed è finalizzato alla riqualificazione agricola di porzioni di terreno oggi non pienamente utilizzati dalla azienda agricola Planu e Mesu destinate per una parte a pascolo arborato magro (ex rimboschimento deperiente) e in parte a area seminativo asciutta alternato a pascolo magro, consentendo sinergicamente la produzione energetica da fonte rinnovabile.

Proponente	Alfatau Green 2 srl
Progetto	Agrivoltaico: progetto di ampliamento dell'azienda agricola tramite la realizzazione di strutture fotovoltaiche ad inseguimento solare elevate, per una potenza installata pari a 7,400 MW
Coordinate geografiche	Latitudine: 39° 19' 0.32" nord Longitudine: 08° 43' 55.42" est
Comune	Uta (Citta metropolitana di Cagliari - CA)
Località	Marzalloi
Riferimento Catastale	Comune di Uta Foglio 61 Particelle 17(parte)-40(parte)-46-47-48-63-217-218- 231(parte)
Area catastale interessata	Circa 135.000 mq
Area dell'impianto	Circa 42.260 mq

L'uso esclusivo del pascolo in alcune aree, in una situazione di fragilità pedologica e agronomica, ha portato come logica conseguenza ad un ulteriore depauperamento del suolo agrario in particolare della frazione legata alla sostanza organica, principale pilastro della fertilità dei terreni agrari.

Difatti, l'area oggetto di intervento è all'attualità in parte utilizzata in determinati periodi anche per il pascolamento turnato da parte del bestiame ovi-caprino.

Pertanto, allo stato attuale l'area si presenta in uno stato di impoverimento della fertilità potenziale, con un riflesso diretto ed immediato sulla potenzialità produttiva.

Inoltre, l'azione del pascolamento monospecifico (ovini e caprini), protratto negli anni ha portato ad un impoverimento floristico del cotico naturale per l'azione di selezione sulle essenze pabulari svolta sia dagli ovini che dai caprini.

Le superfici sono all'attualità così coltivate:

- Ha 5.30.00 circa; Pascolo arborato magro (ex Rimboschimento deperiente)
- Ha 6.90.40 circa; Seminativo in asciutto alternato a pascolo magro

L'impianto non è suddiviso in sezioni indipendenti, la connessione alla Rete di Distribuzione prevede la realizzazione di una nuova cabina di consegna in media tensione, tipo box prefabbricato in località Capoterra nel comune di Capoterra.

Le strutture fotovoltaiche caratterizzanti l'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sono state studiate in combinazione con il piano agronomico, presentando dimensioni atte a consentire lo svolgimento dell'attività agricola nonché gli interventi di manutenzione sui principali componenti elettrici di impianto.

L'altezza della struttura portante dei moduli infissa al suolo senza l'utilizzo di fondazioni in cemento, è pari a circa 2,2 metri.

La massima altezza del pannello che si ha con l'angolo di +/- 60° secondo il tipologico costruttivo è pari a 4,1 metri misurata dal piano di campagna, con l'altezza di 0.50 metri da terra, nel nostro caso con altezza da terra di 1.30 metri e con l'angolo +/- 30° l'altezza massima sarà di 3.38 metri.

I moduli standard comprendono 5 pali per il sostegno di complessivi 28 pannelli con una lunghezza totale di ingombro di 28,2 metri e una larghezza di 4,1 metri.

Tale assetto consente la coltivazione delle intere aree all'interno dell'impianto, infatti, l'ombra mobile garantisce l'ottimale apporto di luce diretta e diffusa alle coltivazioni.

Le essenze che saranno impiantate, beneficeranno inoltre dell'azione di protezione da fenomeni atmosferici violenti e straordinari, fornita dai moduli fotovoltaici.

4. Analisi costi-benefici

L'elemento strategico per un futuro sostenibile con minori emissioni inquinanti e gas serra, passa sicuramente dall'utilizzo per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Naturalmente come tutte le azioni antropiche messe in atto nel nostro pianeta, anche il sistema di produzione di energia oggetto dell'analisi ha un 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 una valutazione completa dell'analisi si sono utilizzati due sistemi di valutazione:

- il Valore Attuale Netto (VAN) e
- il Tasso di Rendimento Interno (TIR).

Nel calcolo del VAN costi e benefici vanno attualizzati, scontandoli con un opportuno saggio di interesse.

Qualora il risultato dia una cifra positiva il progetto sarà considerato positivamente, e dunque si andranno a configurare delle esternalità positive, mentre, si avrà un giudizio negativo quando il riporto di questi capitali producesse un risultato negativo, ovvero ribaltando sulla collettività esternalità in maggioranza negative.

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.

L'analisi costi-benefici, viene utilizzata ai fini della valutazione di progetti di investimento attraverso il calcolo ed il confronto di tutti i costi e i benefici direttamente e indirettamente ricollegabili all'investimento stesso.

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, ed ovviamente necessita avere a corredo un business plan che presenti delle risultanze finanziarie positive per il proponente e in linea con i tempi di ritorno dell'investimento.

Ma è pur vero che oggi, si rende sempre più necessario integrare il business plan, basato sull'aspetto finanziario e legato a costi e benefici relativi al proponente e riformularlo in un'ottica collettiva o "sociale", per comprendere a pieno come una iniziativa privata, possa nel tempo ribaltare parte dei suoi effetti positivi 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 pertanto 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.

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 riferirsi per poter assumere un punto di vista oggettivo e non fare stime soggettive e locali più facilmente fallaci.

4.1. La valutazione dei beni collettivi in assenza di mercato

I beni ambientali, non hanno un mercato di riferimento e per questo motivo non si è in grado di attribuirgli un valore, nonostante vengano nella maggior parte dei casi coinvolti nei cicli produttivi.

Infatti siamo consci che non esiste un mercato della qualità dell'aria, dell'acqua, del paesaggio e/o delle aree tutelate. 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 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 valutare il bene e determinarne un fattore di limitazione d'uso attraverso un prezzo. Come comprensibile che sia, possiamo affermare che 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 si devono porre in atto sistemi per contenere e/o compensare gli eventuali impatti generando delle esternalità con delle ricadute negative che producono 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 è quantificato calcolando a quanto equivale la rinuncia migliore.

In altri termini, il costo opportunità è il sacrificio che un operatore economico deve compiere per effettuare una scelta economica. 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.

4.2. 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 che si trovano distribuite in anni diversi. Per fare la comparazione occorre pertanto rendere confrontabili queste grandezze monetarie che si trovano distribuite in momenti diversi, operandone uno sconto ad uno stesso momento.

Visto il nostro obiettivo di valutare a priori il risultato di tutte queste trasformazioni futuribili, il momento temporale a cui riferire questo sconto è l'attualità. Pertanto i costi e i 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, come 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.

Abbiamo visto come per la conduzione dell'ACB occorra riportare allo stesso momento dati eterogenei distribuiti in diversi momenti della vita utile del progetto. La formula del Valore Attuale Netto (VAN) utilizzata per calcolare il valore attuale di un investimento è la somma del valore attuale di tutti gli ingressi di cassa meno la somma del valore attuale di tutte le uscite di cassa. La formula è la seguente:

$$VAN = CF1/(1+r)^1 + CF2/(1+r)^2 + \dots + CFn/(1+r)^n - C$$

- CF1, CF2, ..., CFn sono gli ingressi di cassa nei periodi da 1 a n.
- C, è l'investimento iniziale.
- r, è il tasso di sconto.

L'indicatore che viene espresso dalla formula sopra riportata è molto conciso indicando la performance dell'investimento: 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 Sn 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.

4.3. Il Tasso di Rendimento Interno (TRI)

Il tasso interno di rendimento (TIR) è il tasso di interesse che rende il valore attuale netto (VAN) degli investimenti pari a zero. Il TIR è calcolato risolvendo l'equazione del valore attuale netto per il tasso di interesse. La formula per il calcolo del TIR è la seguente:

$$\sum \text{Flusso di cassa} / (1 + TIR)^t = 0$$

- Flusso di cassa = flusso di cassa netto al periodo t
- TIR = tasso interno di rendimento
- t = tempo (anni, mesi, ecc.)

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 figura 1.

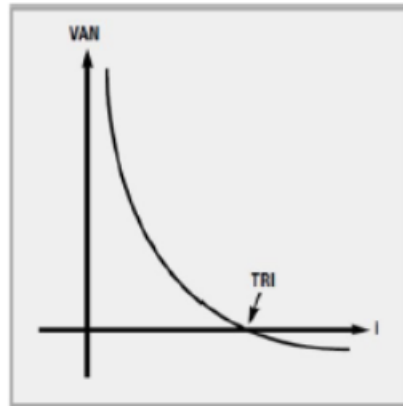
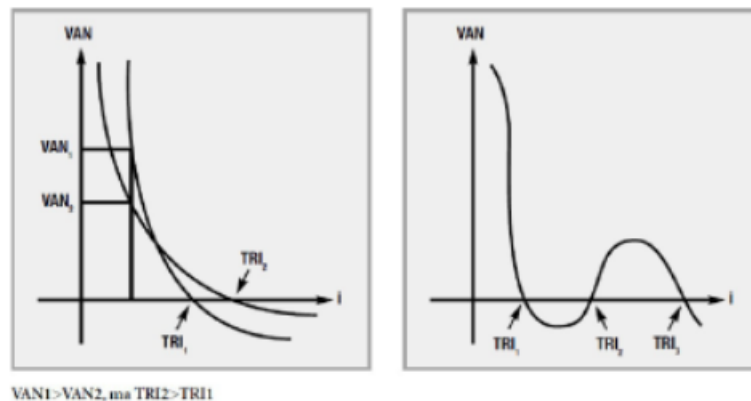


Figura 1 - Tasso di rendimento interno

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 verificare casi non lineari (grafici in figura 2).



$$VAN1 > VAN2, \text{ ma } TRI2 > TRI1$$

Figura 2 - Casi non lineari

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.

4.4. Il Tasso di Sconto

Il tasso di sconto è molto utile per sapere quanto vale oggi il denaro del futuro. Il suo rapporto con i tassi di interesse è il seguente:

$$d = 1 / (1 + i)$$

Essendo:

- "d" il tasso di sconto e
- "i" i tassi di interesse.

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 determinare il tasso standard di soglia si utilizza uno specifico tasso di interesse o tasso di rendimento preso da un ente di emissione.

Oggi ad esempio il tasso di interesse della BCE, che può essere preso come riferimento, con validità al 21 giugno 2023 sulle operazioni di rifinanziamento principale, sulle operazioni di rifinanziamento marginale e sui depositi presso la banca centrale sono pari al 4%, al 4,25% e al 3,5%.

4.5. Il Tasso di Sconto Sociale

Il tasso di sconto sociale, è un parametro utilizzato nell'analisi economica dei progetti di investimento, per dimostrare come i costi e i benefici futuri dovrebbero essere valutati in rapporto a quelli presenti.

Esso tiene conto del fatto che i danni nel futuro hanno meno valore per la società dei danni nel presente.

Un tasso di sconto più alto significa che la società valuta meno i danni futuri.

In genere i governi nazionali, fissano un tasso di sconto sociale per i progetti pubblici partendo da valutazioni differenti.

In molti paesi vengono proposti tassi di sconto differenti a seconda dei settori di investimento.

In Italia, le nuove linee guida per gli studi di fattibilità propongono un tasso di sconto pari al 5% che appare ragionevole come tasso da utilizzare nella formula del VAN.

5. Analisi costi-benefici del progetto

Dopo aver illustrato nei paragrafi precedenti quali metodologie sono state scelte per l'analisi costo benefici, occorre ora, prima di calcolare i coefficienti valutativi (VAN e TRI) determinare costi e benefici del parco agrivoltaico della potenza nominale di 7,4 MW denominato UTA 4-18577, da realizzarsi in Località Marzaloi in Comune di UTA, Città Metropolitana di Cagliari (CA).

In coerenza a quanto valutato/verificato nello studio ambientale preliminare, si andrà a quantificare costi e benefici sociali che il progetto potrà produrre e valorizzarli in termini monetari.

Fra i costi si valuteranno i seguenti impatti:

- occupazione temporanea del suolo;
- consumo del suolo;
- qualità dell'area;
- effetti sugli habitat;
- salute pubblica;
- alterazione del paesaggio.

Fra i benefici avremo invece:

- effetti climatici a scala vasta;
- occupazione.

Per la quantificazione dei costi si farà riferimento a linee guida dell'ISPRA e pubblicazioni dell'UE.

In riferimento al suolo si farà riferimento ai ridotti introiti per l'impossibilità di utilizzo al 100% agricolo dei terreni. Una valutazione separata verrà svolta per le 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 sugli studi già citati sopra per la stima del risultato a livello globale della riduzione delle emissioni di CO₂ e sul business-plan del proponente per la ricaduta diretta in termini occupazionali ed in termini di tasse versate.

5.1. Stima dei costi

5.1.1. Occupazione temporanea dei suoli

I costi relativi all'occupazione di suolo per la realizzazione del campo a energia solare, 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, che da suolo ad esclusivo utilizzo agricolo verrà utilizzato in modo sinergico con la produzione di energia. Tali redditi sono quelli derivanti dalla coltivazione e corrispondono al reddito ritraibile dal conduttore del fondo in base alla tipologia di attività praticata.

Nel caso specifico, poiché le aree interessate dagli interventi in progetto ricadono in terreni adibiti in parte a colture seminate e in parte a pascolo magro, faremo riferimento cautelativamente al valore maggiore dato dalle colture seminate, che in tabella standard di valorizzazione del 2017 si identificano con la sigla D19 con un valore ad ettaro di 1145,00 €. Questo valore rivalutato ad oggi diviene circa 1421,87 €/ha.

Il totale delle superfici occupate in fase di cantiere praticamente sono le stesse di quelle che l'opera occuperà permanentemente in futuro, e sono così ripartite:

- area catastale 135.000,00 mq;

- area totale impianto 42.260,00 mq;
- area occupata dalle strutture 13.759,00 mq;

Quindi per ogni anno di vita utile dell'impianto avremo dei redditi mancati per area agricola occupata stimabili in:

$$\text{mancato reddito agricolo} = 1,375 \text{ ha} \times 1421,87 \text{ €/ha} = 1.955,07 \text{ €/anno}$$

5.1.2. Consumo del 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 1,375 ha, in effetti avremo una superficie impermeabilizzata molto inferiore.

La superficie impermeabilizzata è data dalla somma delle superfici delle cabine elettriche del campo solare (2500 mq dati dalla somma dell'area delle cabine e dei piazzali di pertinenza) e dal suolo effettivamente consumato dai tracker data dalla somma delle aree di ogni singolo sostegno (354,00 mq) per un totale di consumo di suolo pari a 2854,00 mq.

In modo precauzionale, al fine di garantire una maggiore tutela dell'ambiente si è deciso di estendere tale superficie all'intera superficie occupata dall'impianto agrivoltaico ossia 42.260,00 mq.

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).

5.1.2.1. 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 rivalutata (ISTAT 2023).

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 4,26 ha, si ha:

$$\text{SSC} = 4,26 \text{ ha} \times 58,10 \text{ t/ha} = 247,506 \text{ t};$$

$$\text{Valore complessivo SSC annuale} = 247,506 \text{ t} \times 135,05 \text{ €/t} = 33.425,68 \text{ €}.$$

5.1.2.2. 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 rivalutata (ISTAT 2023) risulta essere pari a 285,96 €/ha anno.

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 4,26 ha si ha:

$$\text{QH} = 4,26 \text{ ha} \times 285,96 \text{ €/ha} = 1.218,19 \text{ € per anno}.$$

5.1.2.3. 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, la valutazione del flusso di servizio attraverso la valutazione biofisica ed economica della produzione effettiva in termini di Produzione Standard Totale ricavata dalla coltura praticata presente nella zona, così come riportato nella proposta metodologica impiegata nella presente valutazione.

Da un'analisi condotta nella zona, compatibilmente con le caratteristiche agronomiche dei suoli presenti nell'area, si è deciso di considerare la coltivazione di colture seminatrici, prendendo il valore indicato nell'elenco delle produzioni standard per la Sardegna per l'anno 2017, che rivalutato (ISTAT 2023) risulta essere pari a 1.421,87 €/ha anno.

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 4,26 ha, si ha:

$$PA = 4,26 \text{ ha} \times 1.421,87 \text{ €/ha} = 6.057,16 \text{ € per anno.}$$

5.1.2.4. 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 dell'area oggetto di valutazione, si è scelto un valore pari a 180 €/ha che rivalutato (ISTAT 2023) risulta essere pari a 201,38 €/ha

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 4,26 ha, si ha:

$$I = 4,26 \text{ ha} \times 201,38 \text{ €/ha} = 857,87 \text{ € per anno}$$

5.1.2.5. Regolazione del microclima

Il consumo di suolo causa infine effetti diretti anche sulle temperature, in particolare nelle zone urbane in periodo estivo, in cui 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 comunque conto di questa esternalità, sicuramente negativa, nella valutazione qualitativa d'insieme degli impatti.

5.1.2.6. 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 sull'erosione in letteratura, 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, Grolach, 2004).

Considerata la giacitura pianeggiante dell'area nonché le caratteristiche pedologiche del sito, si ritiene corretto considerare il valore di 220 €/ha che rivalutato (ISTAT 2023) risulta essere pari a 259,60 €/ha anno.

Eseguendo il calcolo per una superficie pari a 4,26 ha, si ha:

$$PE = 4,26ha \times 259,60 \text{ €/ha} = 1.103,34 \text{ €/ha per anno}$$

5.1.2.7. Regolazione del regime idrologico (Infiltrazione)

L'infiltrazione dell'acqua nel suolo e nel sottosuolo, è una conseguenza diretta derivata dalla presenza del servizio ecosistemico di regolazione del deflusso superficiale e di approvvigionamento di acqua dolce.

Tali fattori determinano sia la riduzione dello scorrimento superficiale dell'acqua derivante dalle piogge, sia 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).

Applicando il modello "Bingbang" (ISPRA), 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).

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 è tra 7,5 e 8,74 €/m³/anno di deflusso superficiale di acqua.

Nel nostro caso, utilizziamo il valore medio approssimandolo a 8,74 €/m³, che rivalutato (ISTAT 2023) diventa 10,22 €/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 1,37 ha, il valore stimato del servizio risulta:

$$SRSI = 5.000 \text{ m}^3/\text{ha} \times 1,37\text{ha} = 6.850,00 \text{ m}^3 \times 10,22 \text{ €/m}^3 = 70.007,00 \text{ €}$$

5.1.2.8. 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 nel 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 del consumo del suolo come input e il modello precedentemente per parametrare il 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 è pari a 0,03-0,71 €/m³.

Considerando il valore medio 0,37 €/m³ e rivalutando lo stesso (ISTAT 2023) si ha 0,44 €/m³.

Considerando la mancata infiltrazione per l'impermeabilizzazione totale, considerando una piovosità media di circa 500 mm/anno e considerando esclusivamente la superficie dell'impianto che determina una superficie totalmente impermeabile, ossia 1,37 ha il valore stimato del servizio risulta:

$$SRSI = 5.000 \text{ m}^3/\text{ha} \times 1,37 \text{ ha} = 6.850,00 \text{ m}^3 \times 0,44 \text{ €/m}^3 = 3.014,00 \text{ €}$$

5.1.2.9. Purificazione dell'acqua

Il suolo e la vegetazione hanno la capacità di assorbire e rimuovere inquinanti e nutrienti dall'acqua.

L'impermeabilizzazione 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 l'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 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 nel 2018, dell'impatto sul consumo del suolo sui servizi ecosistemici, 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 18,31 e 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 insiste l'impianto, e dai valori considerati nelle precedenti stime dei servizi ecosistemici legati al ciclo delle acque, si ritiene di impiegare un valore economico pari a 3.000,00 €/ha anno.

Procedendo nel calcolo, considerando esclusivamente la superficie dell'impianto che determina una superficie totalmente impermeabile, ossia solo 1,37 ha, il valore stimato del servizio risulta:

$$SPA = 3000,00\text{€/ha} \times 1,37 \text{ ha} = 4.110,00 \text{ € per anno.}$$

5.1.3. Tabella riepilogativa – Servizi ecosistemici considerati

SERVIZI	u.m.	u.m. economica	VALORE €
Stoccaggio e sequestro di carbonio	t/ha	135,00	33.425,68
Qualità degli habitat	adim.	285,96	1.218,19
Produzione agricola	ha	1.421,87	6.057,16
Impollinazione	-	201,38	857,87
Regolazione del microclima	stima	—	n.d.
Protezione dall'erosione	€/ha	259,60	1.103,34
Regolazione del regime idrologico	m ³	10,22	70.007,00
Disponibilità di acqua	m ³	0,44	3.014,00
Purificazione dell'acqua	adim	3000,00	4.110,00
TOTALE			119.793,24

In conclusione, il valore derivato dalla perdita di servizi ecosistemici dovuto al consumo del suolo risulta pari a 119.793,24 €/anno.

5.1.4. Costi per la produzione di energia da moduli fotovoltaici

I costi collettivi derivanti dalla produzione di energia sono quelli indicati dall'Agenzia per l'Ambiente dell'Unione Europea (Environmental European Agency - EEA), nello specifico esistono un insieme di indicatori EN35 - External costs of electricity production che ci danno indicazioni sulle varie tipologie di produzione dell'energia e sui relativi costi.

I costi esterni utilizzati per calcolare questo indicatore si basano sulla somma di tre componenti:

- costi dovuti ai 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);
- costi sociali non-ambientali per le tecnologie di generazione di energia elettrica non fossili.

Dal 1990 i costi esterni della produzione di energia elettrica, sono diminuiti in tutti gli Stati membri.

Tuttavia, i costi esterni medi sono ancora valutati tra 1,8-5,9 €/kWh nella UE nel 2005.

Tali costi essendo significativi permettono 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, ma visto l'intervallo di incertezza nell'attribuire un valore che dipende sia da ipotesi etiche ed economiche, i fattori di impatto per la CO₂ variano da 19 €/t a 80 €/t CO₂.

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

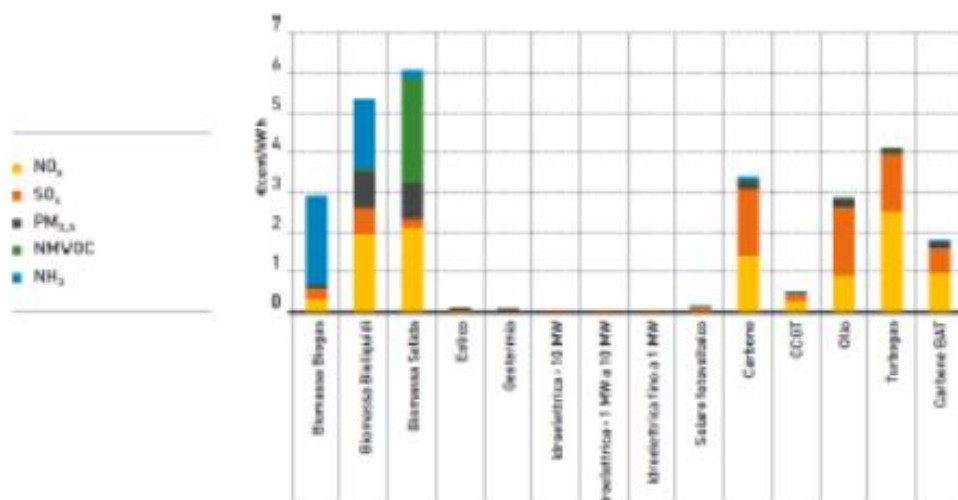
- il mix di combustibili per la generazione di energia elettrica (ad esempio l'uso di rilasci di carbone molto più di CO₂ e di inquinanti atmosferici di gas);
- l'efficienza della produzione di energia elettrica;
- l'uso della tecnologia per la riduzione dell'inquinamento, e l'ubicazione dell'impianto stesso rispetto ai centri abitati, terreni agricoli, etc.

Le esternalità ambientali e sociali sono fortemente sito-specifiche e così i risultati variano ampiamente anche all'interno di uno stesso paese in base alla posizione geografica.

I risultati del CAFE (Clean Air for Europe Programme) hanno messo in evidenza che i danni più elevati si registrano nelle parti centrali dell'Europa e i più bassi nei paesi sui confini dell'Europa. Ciò riflette la variazione nell'esposizione delle persone e delle colture agli inquinanti osservati ed alle emissioni. Alle frontiere d'Europa avremo meno persone esposte rispetto alle 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 valori.

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 che 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.



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

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 che corrisponde a 1,5 € a MWh.

Considerato che la produzione attesa della centrale in progetto, dovrebbe essere di circa 12.700,00 MWh/anno, i costi esterni dell'energia prodotta dal parco fotovoltaico sono pari a:

$$1,5 \text{ €/MWh} \times 12.700,00 \text{ MWh/anno} = 19.050,00 \text{ €/anno}$$

5.1.5. Impatto visivo

Al fine di valutare l'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico, 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 da valutazioni di paesaggi agricoli determinati mediante metodologia WTA (Willingness to Pay).

In particolare è stato preso in considerazione il costo medio per ettaro, relativo 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 269,10€/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 4,22 ettari. Al fine del calcolo dell'impatto visivo si considera comunque l'intera superficie catastale destinata al progetto ossia 13,50 ettari.

Il valore stimato dell'impatto visivo generato dal progetto pari a: $269,10 \text{ €/ha} \times 13,50 \text{ ha} = 3.632,85 \text{ €}$

5.2. Stima dei benefici

5.2.1. Effetti climatici

L'attività di studio qui descritta, verte sulla valutazione degli impatti relativi al comparto atmosferico determinato dalla produzione di energia impiegando fonti non rinnovabili 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 e 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.

Per determinare le emissioni evitate dovute alla produzione di energia da fonte rinnovabile, ci si è riferiti alla metodologia dell'RSE qui sotto riportata.

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

- inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale: 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

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

- 6.134 t/anno di CO₂,
- 17,78 t/anno di SO₂ e
- 24,13 t/anno 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

- 184.020,00 t di CO₂,
- 533, 40 t di SO₂ e
- 723,90 t di NO_x.

Stante la produzione attesa pari a circa 12.700,00 MWh/anno l'impianto determinerà un risparmio di energia fossile di 2.396 Tep/anno.

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

	Produzione evitata	MWh/anno prodotti	Tonnellate	Costi €	Costi€ evitati/anno
kg CO ₂ /kWh	0,483	12.700,00	6.134,00	33,60	206.102,40
kg SO ₂ /kWh	0,0014	12.700,00	17,78	7.994,00	142.133,32
kg NO _x /kWh	0,0019	12.700,00	24,13	8.394,00	205.547,22
TOTALE					553.782,94

Ricadute positive della centrale fotovoltaica

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.

5.2.2. Ricadute socio-economiche Occupazione

La realizzazione di un parco fotovoltaico, richiede la presenza di varie tipologie di manodopera. In particolare ci sarà lavoro sia per operai edili (ci sono da realizzare tutte le fondazioni delle cabine di trasformazione), sia operai meccanici (ci sono da realizzare tutte le parti meccaniche dell'impianto) sia 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).

Nella fase di costruzione si avrà quindi un incremento dell'occupazione di manodopera qualificata, per circa 4 mesi, di circa 71 addetti, stimando un costo pari al 18-20 % del totale lavori:

- costo totale dell'opera 10.756.290,17 €
- costo addetti alla costruzione 2.151.258,00 €/anno, che per i 4 mesi della costruzione è pari a 717.086 €.

Il business plan stima i costi del personale in fase di esercizio di 163.000,00 €/anno che attualizzato al 3.5% cresce fino ad arrivare al 30° anno a 442.036,10 €, prevedendo l'impiego delle seguenti figure:

- n°3 operai per il controllo e la manutenzione ordinaria e straordinaria;
- squadra per interventi bimensili composta da almeno due figure specializzate;
- intervento giornaliero di verifica e controllo.

Benefici occupazione media per anno di esercizio = 280.483,20 €/anno per 30 anni.

Mentre in riferimento alla dismissione dell'impianto e dai dati rilevati dal computo metrico risulta avere un costo di 303.970,00 € che attualizzato al tasso del 3,5% al 31° anno è pari a 853.181,10 €, si possono stimare circa sette unità lavorative.

Benefici occupazione in fase di dismissione = 210.000,00 €.

La ricaduta totale tra il personale impiegato alla costruzione dell'impianto e il personale impiegato durante i 30 anni di esercizio e la fase di dismissione è pari a 9.341.576,00 €.

5.2.3. Tabella riepilogativa – sui costi degli Impatti ed esternalità

Di seguito si riporta la tabella riassuntiva, dello studio sin qui condotto sulla valutazione degli impatti ed alle esternalità, determinanti effetti con caratteristiche e influenze diverse.

ESTERNALITA' e IMPATTI AMBIENTALI	Valore €
Mancata emissione CO ₂	+ 206.102,40
Mancata emissione SO ₂	+ 142.133,32
Mancata emissione NO _x	+ 205.547,22
Perdita SE da consumo di suolo	- 118.793,24
Impatto visivo	- 3.632,85
Occupazione	+ 9.341.576,00

5.3. Calcolo del VAN

Avendo determinato e assegnato un valore ai costi e benefici in riferimento al progetto in esame, si procederà al calcolo del VAN attualizzando ad oggi i valori monetari per determinare 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, possiamo procedere con la loro accumulazione iniziale ed operare la somma direttamente all'attualità. Nel ricordare che l'accumulo di n annualità costanti e posticipate è pari a:

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

Dove A₀ 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 che abbiamo determinato è 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 dall'avvio dell'impianto. I valori correttamente scontati all'attualità sono:

					Accumulazione all'attualità	
		Costi annuali	Benefici annuali	Anni	Costi attuali	Benefici attuali
COSTI	Mancati redditi agricoli	-1955,07		30,4	-30.229,07	
	Consumo di suolo in termini di SE	-118.793,24		30,4	-1.836.767,65	
	Impatto visivo	-3.632,85		30,4	-56.170,71	
	Esternalità per la produzione di energia	-19.050,00		30	-292.845,19	
BENEFICI	Mancata produzione gas clima alteranti		553.782,94	30		8.466.883,77
	Occupazione in fase di cantiere		2.151.258,00	0,4		831.541,24
	Occupazione in fase di esercizio		280.483,20	30		4.311.714,25

	Occupazione in fase di dismissione		210.000,00	0,5		101.219,69
	Totali				-2.216.012,62	13.711.358,95
					VAN	11.495.346,33

Come vediamo accumulando costi e benefici, avremo all'attualità che il progetto produrrà:

costi per circa -2.216.012,62 € e

benefici per circa 13.711.358,95 €.

Questo significa avere un VAN positivo di circa 11.495.346,33 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.

5.4. Calcolo del TIR

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

ANNI		da -0,4 a 0	da 1 al 30	da 30 a 30,5
COSTI	Mancanti redditi agricoli	-1.955,07	-1.955,07	-1.955,07
	Consumo di suolo in termini di SE	-118.793,24	-118.793,24	-118.793,24
	Impatto visivo	-3632,85	-3632,85	-3632,85
	Esternalità per la produzione di energia con moduli FTV	-19.050,00	-19.050,00	
BENEFICI	Mancata produzione gas clima alteranti		553.782,94	
	Occupazione in fase di cantiere	2.151.258,00		
	Occupazione in fase di esercizio		280.483,20	
	Occupazione in fase di dismissione			210.000,00
TOTALI		2.007.826,84	690.834,98	85.618,84

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 sicuramente favorevole.

6. Il guadagno della produzione

In generale, i costi della generazione di elettricità da un impianto fotovoltaico 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 andrà ad insistere il parco fotovoltaico in oggetto, si trova in condizioni dove la frazione solare è ottimale e il punto di consegna si trova a breve distanza dall'area di progetto.

L'impianto fotovoltaico prevede come da progetto, l'utilizzo di moduli fotovoltaici di ultima generazione per cui è possibile stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a: 60,00 €/MWh.

6.1. Prezzo dell'energia prodotta

Il prezzo medio (aritmetico) di acquisto dell'energia in Sardegna nel 2023 mese di settembre intorno ad un valore di 95,23 euro/MWh (Fonte GME).

Partendo dal dato del valore di acquisto sopra indicato, per quanto riguarda il parco agrivoltaico "UTA4-18577", l'energia netta producibile fino ai 8759,00MWp previsti è stimabile in circa 12.700,00 MWh/anno. Pertanto, in considerazione dell'andamento del mercato dell'energia, e come riportato nel piano economico finanziario riportato in allegato al progetto, si stimano i seguenti valori per i principali indicatori economici connessi alla realizzazione dell'impianto:

IRR	%	8
LCOE	€/MWh	60,00
PAYBACK PERIOD	ANNI	6

Valori per i principali indicatori economici connessi alla realizzazione dell'impianto

7. 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.

Anche il TIR, definito come quel tasso specifico di attualizzazione per cui la VAN di un progetto risulta pari a zero ed esprime quindi il tasso di rendimento reale del progetto, risultando superiore al tasso di attualizzazione indicato per la VAN da un punto di vista finanziario, indica che il progetto è conveniente.

La realizzazione del progetto comporta una richiesta di manodopera essenzialmente ricollegabile all'attività di costruzione del parco fotovoltaico: le attività dureranno 4 mesi circa e il personale presente in sito varierà da alcune unità nelle prime fasi costruttive (primi mesi) ad un massimo di circa 71 unità nel periodo di punta; in esercizio: sono previste complessivamente circa 3/5 unità lavorative per attività legate al processo produttivo e tecnologico; in fase di dismissione: le unità lavorative previste sono pari a 5/7 unità.

In tutte le tre fasi di realizzazione, di esercizio e dismissione, 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 del parco fotovoltaico "UTA 4-18577" sulla base dell'energia netta producibile - stimabile in circa 12.700,00 MWh/anno e considerando l'andamento del mercato dell'energia elettrica in Italia.