

Proponente

FLUMINI MANNU

FLUMINI MANNU LIMITED

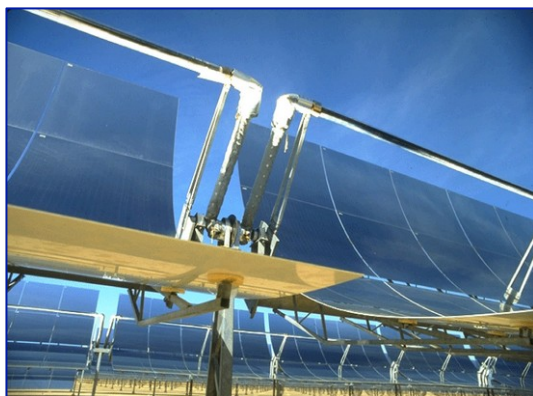
Sede Legale: Bow Road 221 - Londra - Regno Unito
Filiale Italiana: Corso Umberto I, 08015 Macomer (NU)

Provincia di Cagliari

Comuni di Villasor e Decimoputzu

Nome progetto

**Impianto Solare Termodinamico della potenza lorda di
55 MWe denominato "FLUMINI MANNU"**



VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Titolo Documento:

**IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU":
ANALISI DELLE ALTERNATIVE, DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO, ANALISI COSTI-BENEFICI E
VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI DEL CICLO DI VITA**

Sviluppo:



Energogreen Renewables S.r.l.

Via E. Fermi 19, 62010 Pollenza (MC)

www.energogreen.com

e-mail: info@energogreen.com

Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento
0	11/2014	Emissione per Istanza di VIA	ALTDIMCBCV001
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata			

Gruppo di lavoro Energogreen Renewables:




Energogreen Renewables Srl
Via E. Fermi, 19 - 62010 - Pollenza (MC)

1. *Dott. Ing. Cecilia Bubbolini*
2. *Dott. Ing. Loretta Maccari*
3. *Dott. Ing. Devis Bozzi*


Consulenza Esterna:

- *Dott. Arch. Luciano Viridis: Analisi Territoriale*
- *Dott. Manuel Floris: "Rapporto Tecnico di Analisi delle Misure di DNI - Sito Flumini Mannu (CA)*
- *Dott. Agr. Vincenzo Satta: "Relazioni su Flora, Vegetazione, Pedologia e Uso del Suolo"*
- *Dott. Agr. Vincenzo Sechi: "Relazione faunistica"*
- *Dott. Agr. V. Satta e Dott. Agr. V. Sechi: "Relazione Agronomica"*
- *Dott. Geol. Eugenio Pistolesi: "Indagine Geologica Preliminare di Fattibilità"*
- *Studio Associato Ingg. Deffenu e Lostia: "Documento di Previsione d'Impatto Acustico"*
- *Dott. Arch. Leonardo Annessi: Rendering e Fotoinserimenti*
- *Tecsa S.p.A.: "Rapporto Preliminare di Sicurezza"*
- *Enviroware srl, Dott. Roberto Bellasio: "Studio d'impatto atmosferico dei riscaldatori ausiliari dell'impianto solare termodinamico "Flumini Mannu"*
- *Geotechna Srl: "Relazione Geologica", "Relazione Geotecnica" e "Studio di compatibilità idraulica"*
- *Progetto Engineering srl: "Progetto elettrico definitivo"*

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	


INDICE

PREMESSA	4
1. INTRODUZIONE	5
2. STATO ATTUALE DEI LUOGHI: IL MOMENTO ZERO	7
2.1. L'OPZIONE ZERO	11
3. STATO MODIFICATO: REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"	12
3.1. ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE DI PROGETTO	12
3.2. CRITERI DI SCELTA DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI	13
3.3. STIMA DELLA PRODUZIONE ATTESA.....	23
3.3.1. <i>Schemi dei Flussi Energetici</i>	27
3.4. ASPETTI SOCIO ECONOMICI	30
3.4.1. <i>Descrizione e Caratterizzazione dello Stato Attuale</i>	30
3.1.2. <i>Esternalità Ambientali</i>	49
3.1.3. <i>LIFE CICLE ASSESSMENT: Valutazione del Ciclo Vita</i>	71
4. CONCLUSIONI	79

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	


Indice Figure

<i>Figura 1: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)</i>	9
<i>Figura 2: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)</i>	9
<i>Figura 3: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)</i>	10
<i>Figura 4: Presa fotografica area intervento - Pascolo bovino (Sopralluogo Giugno 2013)</i>	11
<i>Figura 5: Presa fotografica area intervento - Particolare terreno (Sopralluogo Giugno 2013)</i>	11
<i>Figura 6: Simulazione della produzione attesa rispetto al valore di DNI</i>	17
<i>Figura 7: Proiezione dei prezzi dell'energia - Curve di Poyry</i>	18
<i>Figura 8: Layout impianto CSP "Flumini Mannu" campo solare Sener SNT2 optimized</i>	22
<i>Figura 9: Impegni Burden Sharing relativi a fine 2011 (portale SIMERI)</i>	31
<i>Figura 10: consumi di previsione nei 3 scenari ipotizzati nel documento "Piano d'azione Regionale per le energie rinnovabili Sardegna – Documento d'indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili"</i>	33
<i>Figura 11: Valore aggiunto e PIL per settore di attività economica nel 2011 (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)</i>	44
<i>Figura 12: Indicatori congiunturali per l'industria manifatturiera nel Mezzogiorno (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)</i>	44
<i>Figura 13: Dati relativi alla disoccupazione e alla Cassa integrazione guadagni in Sardegna (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)</i>	46
<i>Figura 14: Percentuali di lavoratori impiegati nei vari settori (Sardegna-Italia)</i>	46
<i>Figura 15: Tasso di occupazione in provincia di Cagliari, in Sardegna e in Italia (valori percentuali: anni 2006-2011)</i>	47
<i>Figura 16: Tasso di disoccupazione in provincia di Cagliari, in Sardegna e in Italia (valori percentuali anni 2006-2011)</i>	47
<i>Figura 17: Andamento dell'occupazione collegata alla costruzione, manutenzione e gestione dell'impianto CSP da 100 MWe</i>	61
<i>Figura 18: Prodotto interno lordo generato dalla costruzione e gestione dell'impianto CSP da 100 MWe</i>	61
<i>Figura 19: Impatto indotto dalla centrale CSP da 100 MWe sul PIL dello stato del Nevada</i>	62
<i>Figura 20: Percentuale dettagliata di investimento che rimane in Spagna per un impianto con stoccaggio</i> ..	64
<i>Figura 21: Contributo percentuale al PIL per altri settori economici durante la costruzione</i>	65
<i>Figura 22: Ripartizione per settore di attività dei posti di lavoro creati dall'industria CSP in Spagna</i>	66
<i>Figura 23: Bilancio macroeconomico del CSP in Spagna nel 2010</i>	67
<i>Figura 24: Potenziale di creazione dei nuovi posti di lavoro in un impianto CSP da 50MW</i>	68
<i>Figura 25: Impianto CSP a torre in California (USA)</i>	69
<i>Figura 26: LCA - confronto in termini di domanda di energia cumulativa</i>	76
<i>Figura 27: LCA - confronto in termini di riscaldamento globale (Global Warming)</i>	77
<i>Figura 28: LCA - confronto tramite la metodologia eco-indicator 99</i>	77

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Indice Tabelle

<i>Tabella 1: Bilancio demografico anno 2012 Comune di Villasor (Sito Web: http://demo.istat.it/).....</i>	<i>41</i>
<i>Tabella 2: Bilancio demografico anno 2012 Comune di Decimoputzu (Sito Web: http://demo.istat.it/)</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 3: Stima del costo delle esternalità ambientali negative di varie fonti di energia (Fonte: Progetto CASES N° 518294 SES6)</i>	<i>51</i>
<i>Tabella 4: Impatti durante il ciclo di vita dell'impianto solare termodinamico</i>	<i>73</i>


FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

PREMESSA

Al fine di valutare dal punto di vista "ambientale", nel suo più ampio raggio, l'impianto in progetto, anche a fronte delle osservazioni intervenute, si è deciso di riportare in un unico documento la visione socio-economica-ambientale in cui lo stesso s'inserisce.

Partendo dal momento zero, ovvero lo stato attuale dei luoghi, si riportano le scelte che hanno portato alle decisioni progettuali per il dimensionamento dell'impianto in oggetto, l'analisi della sua producibilità, l'inserimento dello stesso nel contesto socio-economico, la valutazione delle esternalità da esso derivanti, e l'analisi del suo ciclo vita in termini di quantificazione dell'utilizzo delle risorse ("immissioni" come energia, materie prime, acqua) e delle emissioni nell'ambiente ("emissioni" nell'aria, nell'acqua e nel suolo) confrontate anche con un impianto di produzione a fonte fossile.

Alcuni di questi argomenti, già trattati, sono stati ripresi direttamente dai documenti presentati con l'istanza di VIA cod. ID_VIP 2606.

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

1. INTRODUZIONE

L'impianto solare termodinamico Flumini Mannu è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, basato sull'innovativa tecnologia dei collettori parabolici a sali fusi.

Una delle criticità sollevate per l'impianto in oggetto è l'eccessivo consumo di suolo, ma il consumo di suolo, inevitabile anche per impianti di produzione energetica alimentati a carbone, olio combustibile o gas, è il prezzo che si paga per evitare l'ingente immissione in atmosfera di CO₂ (Anidride Carbonica), SO₂ (Anidride Solforosa), NO_x (Ossidi di Azoto) ed altri micro-inquinanti e polveri sottili frutto della combustione di materiale fossile, che danneggiano gravemente la salute umana e l'ambiente.

Per un rapido calcolo, si considerino i seguenti fattori di emissione di anidride carbonica, tralasciando le emissioni di SO₂ e di NO_x che aggravano la situazione, da produzione termoelettrica per i seguenti combustibili:

• Solidi	872,2	gCO ₂ /kWh
• Gas naturale	375,8	gCO ₂ /kWh
• Prodotti petroliferi	667,1	gCO ₂ /kWh
• Totale termoelettrico	535,7	gCO ₂ /kWh


Dove per combustibili "solidi" si fa riferimento principalmente al carbone e per "totale termoelettrico" ci si riferisce alla produzione elettrica derivante dal mix di combustibili nazionali, esclusi i rifiuti biodegradabili, il biogas e le biomasse di origine vegetale (*dati presi dal documento n. 172/2012 dell'ISPRA "Fattori di emissione di CO₂ nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni"*).

Una centrale solare termodinamica come quella proposta (produzione annua stimata da sola fonte solare circa 205 GWh) eviterebbe l'immissione in atmosfera di:

- $205 \cdot 10^6 \times 872,2 \cdot 10^{-6} = 178.801 \text{ t}$ di CO₂ considerando una stessa produzione da combustibili solidi;
- $205 \cdot 10^6 \times 375,8 \cdot 10^{-6} = 77.039 \text{ t}$ di CO₂ considerando una stessa produzione da gas naturale;
- $205 \cdot 10^6 \times 667,1 \cdot 10^{-6} = 136.755,5 \text{ t}$ di CO₂ considerando una stessa produzione da prodotti petroliferi;


E più in generale, $205 \cdot 10^6 \times 535,7 \cdot 10^{-6} = 109.818,5 \text{ t}$ di CO₂ considerando una stessa produzione derivante dal mix di combustibili fossili nazionali.

In più, poiché l'impianto avrà una vita utile di 30 anni, dopo i quali esso verrà smantellato e l'area

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

restituita nelle migliori condizioni ai suoi usi originari, il "danno" causato alla collettività dalla sottrazione temporanea di terreno verrà ripagato evitando l'immissione in atmosfera di circa 3.300.000 tonnellate di CO₂ e quantità analoghe di NO_x ed SO₂ con un enorme vantaggio per la conservazione dell'ambiente, la vita selvaggia e la salute pubblica.

Dal punto di vista "economico", i Comuni di Villasor e Decimoputzu potranno invece incassare ingenti cifre annuali a titolo di IMU sugli immobili industriali ed in più potranno beneficiare per vari anni di una occupazione diretta ed indiretta assai ragguardevole.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

2. STATO ATTUALE DEI LUOGHI: IL MOMENTO ZERO

L'individuazione finale del sito di installazione per il progetto è il risultato di un attento processo di selezione, nel corso del quale sono stati presi in esame svariati fattori di scelta, sia a livello tecnico che normativo.

In primis occorre precisare che, in linea di principio, la tecnologia solare termodinamica di seconda generazione a specchi parabolici lineari necessita, al fine di garantire un'adeguata sostenibilità economica dell'iniziativa, di livelli di irraggiamento diretti al suolo di consistente valore ($DNI \geq 1800$ kWh/m² annuo) e di aree pressoché pianeggianti.

Le sole zone geografiche idonee nel nostro Paese sono quelle della Sardegna, della Sicilia e di parte delle regioni più meridionali della penisola.

Il progetto in oggetto riguarda l'area territoriale della provincia di Cagliari, ricadente nei comuni di Villasor e Decimoputzu, zona classificata come "agro-pastorale" dai piani urbanistici comunali vigenti, scelta sulla base delle seguenti considerazioni:

- sufficiente livello di irraggiamento solare diretto al suolo ($DNI \approx 1970^1$ kWh/m²);
- terreni aventi sufficiente estensione e modesta/nulla pendenza;
- basso livello di urbanizzazione, ma evidenti segni di antropizzazione e quindi poca naturalità (presenza di opere antropiche come strade, canali...);
- assenza di vincoli paesaggistico-naturali;
- prossimità a importanti nodi della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale;
- prossimità a infrastrutture viarie esistenti.


L'area prescelta dista circa 5 km, a ovest, dal centro abitato di Villasor e circa 5 km, verso nord, dal centro abitato di Decimoputzu.

Entrambi i comuni sono centri agricoli e industriali localizzati nella pianura del Campidano, circa 25 km a nord-ovest di Cagliari.

Il territorio comunale di Villasor confina a nord-nordovest con Villacidro, a nord con Serramanna, a nord-nordest con Nuraminis, ad est con Monastir e San Sperate, a sud-sudest con Decimomannu, a sud con Decimoputzu, a sudovest con Vallermosa.

Il territorio comunale di Decimoputzu confina a nord con Villasor, a est con Decimomannu, a sud con Villaspeciosa, a sud-sudovest con Siliqua, a ovest con Vallermosa.

Il sito in esame è accessibile provenendo da sud dalla strada comunale Decimoputzu-Villacidro, la quale, subito dopo l'attraversamento del ponte sul Canale Rio Nou, subirà una deviazione del suo tracciato verso ovest costeggiando il canale Rio Porcus fino a ricongiungersi con la strada *Bia de Samassi*, così come rappresentato negli elaborati riferiti al progetto della nuova strada.

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

Il sito è inoltre accessibile da nord dalla SS196 svoltando a sinistra e percorrendo fino in fondo la strada *Consorzio Frutticola*.

Inoltre tutta l'area è attraversata da strade di penetrazione agraria con fondo in terra in buono stato di manutenzione.

Tale area, riconosciuta con i toponimi *Riu Porcus* e *Su Pranu*, è un territorio classificato dalla carta dell'uso del suolo come "seminativi semplici e colture ortive a pieno campo", tuttavia, da sopralluoghi in sito, non si riscontrano coltivazioni in essere, se non alcuni campi di foraggere, ed i terreni appaiono abbandonati o destinati solamente al pascolo di bovini ed ovini.

Il limite maggiore ad un uso agricolo proficuo di tali terreni è la scarsità del drenaggio.

Infatti, nell'area in esame si ritrovano gli aspetti del percorso di desertificazione indotto dall'attività antropica.

I segni del momentaneo abbandono delle colture cerealicole sono riscontrabili nella presenza delle piante infestanti tali coltivazioni, che dominano il sito, rappresentando elementi caratteristici del paesaggio con le fioriture di *Echium sp.pl.*

Stessa situazione per l'erbaio ad *Avena sativa*, che non è quasi più riconoscibile per la presenza di specie infestanti.

Oltre a ciò, si riscontra che questi suoli hanno subito una serie di processi erosivi, determinati da un intenso uso agricolo, che non si è curato minimamente di conservare le potenzialità e caratteristiche di queste superfici.

In particolare, le lavorazioni superficiali sono state spesso attuate in condizioni di non giusta tempera dei suoli, in modo ripetuto e continuo, così da cercare di mettere a semina il terreno per il frumento; fallito questo tentativo, con un'ulteriore lavorazione, si è cercato di ottenere un substrato idoneo almeno per gli erbai di graminacee.

Questa sequenza di lavorazioni ha impoverito i suoli dei cementi organici agendo sulla loro struttura che, per i limiti di drenaggio anzidetti e per il calpestio degli animali al pascolo, si è disgregata polverizzandosi.

Questo insieme di fatti, da addurre all'azione antropica, ha determinato un'erosione della parte superiore del terreno, mettendo in evidenza la pietrosità, altro fattore limitante la capacità d'uso di queste superfici.

L'azione negativa dell'uomo non si limita a questo, infatti, le arature profonde, con il trasporto in superficie del materiale roccioso grossolano degli orizzonti prossimi alla roccia madre, ha generato l'accumulo di ciottoli e pietrisco che limita ulteriormente la capacità di lavorazione di questi suoli (Figura 1, Figura 2 e Figura 3).




Figura 1: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)



Figura 2: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)



Figura 3: Foto sito d'intervento (Novembre 2014)

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

2.1. L'OPZIONE ZERO

Alla luce di quanto scritto, l'evoluzione dell'area, identificabile come "opzione zero" di non realizzazione dell'intervento, destinerebbe il sito ad una progressiva desertificazione consentendo l'utilizzo dello stesso esclusivamente per il pascolo del bestiame.

L'impiego a scopi agricoli sarebbe fortemente limitato, soprattutto per colture di pregio o ad alto valore aggiunto.




Figura 4: Presa fotografica area intervento - Pascolo bovino (Sopralluogo Giugno 2013)



Figura 5: Presa fotografica area intervento - Particolare terreno (Sopralluogo Giugno 2013)

L'alternativa zero porterebbe ovviamente a non avere alcun tipo di impatto, mantenendo la staticità del sistema ambientale, ma allo stesso tempo nessun tipo di beneficio, essendo l'area allo stato attuale incapace di generare alcun tipo di ricaduta positiva sulla comunità locale.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3. STATO MODIFICATO: REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"

3.1. ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE DI PROGETTO

In relazione **all'ubicazione dell'impianto**, in primis sono state valutate, naturalmente, aree "brown-field".

Purtroppo le uniche aree "brown-field" disponibili in Sardegna sono quelle relative ai grandi poli industriali dismessi (Ottana, Porto Torres, Sulcis, ...) o in via di dismissione a causa della nota crisi economica internazionale.

Tali aree sono risultate inutilizzabili in quanto fortemente urbanizzate e sostanzialmente prive di estensioni pianeggianti libere da ostacoli e della dimensione necessaria.

Inoltre, non si sono potuti non considerare i vincoli giuridici gravanti sui singoli immobili e sulle aree in ragione della loro appartenenza a diversi proprietari ed in qualche caso anche a causa degli attuali utilizzi.

La scelta di aree del genere avrebbe previsto un "panorama" di estrema complessità giuridica, un territorio da ricondurre alla condizione di utilizzabilità attraverso enormi opere di demolizione, ricondizionamento, bonifica e riqualificazione, dai costi, dai tempi e dagli esiti imprevedibili e tali comunque da scoraggiare qualsiasi iniziativa in tal senso.


Quindi, la selezione dei potenziali siti di installazione è stata concentrata su aree "green field", ovvero aree classificate come "agricole", ma con scarsa vocazione agricola, essendo le aree agricole compatibili con la realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, come stabilito dall'art. 12 comma 7 del D.lgs 387/2003, e su aree ben servite da infrastrutture esistenti, sia stradali che di rete elettrica di trasmissione nazionale.

L'esame delle aree ha condotto alla scelta dell'area agricola compresa fra i comuni di Villasor e Decimoputzu (CA), nei pressi delle località Riu Porcus e Su Pranu, in quanto tale sito dispone di un buon livello di irraggiamento solare diretto al suolo, di terreni a destinazione agricola di notevole estensione e sufficientemente pianeggianti, presenta un livello di urbanizzazione piuttosto basso, nonostante gli evidenti segni delle opere antropiche, ed è vicino alla rete elettrica di trasmissione nazionale.

Gli altri siti analizzati sono stati quello di Campu Giavesu, Comune di Cossoine (SS), e quello nell'adiacente vallata che comprende i territori dei comuni di Giave e Bonorva (SS).

Per tali siti sono stati presentati due progetti, di impianti CSP a sali fusi (stessa tecnologia), a livello regionale (Screening di VIA regionale).

Tali progetti sono stati rimandati a VIA regionale, quindi "bocciati" dalla regione Sardegna, come lo

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

era stato anche un progetto preliminare dello stesso sito di Flumini Mannu, provincia di Cagliari. Entrambi i siti della provincia sassarese ricadono nella famosa valle dei nuraghi, beni di valenza storico-culturale.

Il sito di Campu Giavesu è praticamente a ridosso della strada statale SS 131 "Carlo Felice", la più importante via di comunicazione sarda, e i comuni adiacenti sono tutti situati sopra a dei rilievi, quindi la visibilità di entrambi gli impianti sarebbe stata molto maggiore.

La pianura di Flumini Mannu non presenta né beni storico-artistici nei dintorni, né rilievi a breve distanza, che aumentano la visibilità dell'impianto.

Quindi, fra i tre progetti, e conseguentemente siti, quello di Flumini Mannu, avendo anche riscontrato le minori "difficoltà" sia a livello ambientale che sociale, è stato scelto per rimodulare l'assetto della centrale e proseguire l'iter autorizzativo a livello di VIA.

3.2. CRITERI DI SCELTA DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI

Il progetto proposto è il risultato dell'esame accurato di un'ampia scelta di alternative progettuali.


In particolare sono state esaminate svariate opzioni riguardanti:

- la tecnologia solare termodinamica da utilizzare;
- il fluido termovettore;
- la taglia dell'impianto;
- la planimetria delle installazioni (campo solare e power block);
- il dimensionamento dello stoccaggio di energia;
- la tipologia ed il tracciato del collegamento elettrico in Alta Tensione;
- il sistema di raffreddamento.

Fra le alternative esaminate, la scelta della soluzione finale è stata improntata al soddisfacimento dei criteri di riduzione dell'impatto ambientale e di adozione di tecnologie comprovate ed economicamente sostenibili.

Tra le **tecnologie di produzione di energia solare**, la scelta è caduta sul solare termodinamico basato sull'utilizzo dei collettori parabolici lineari con uso di sali fusi quale fluido termovettore, in quanto rappresenta, ad oggi, una tecnologia matura, consolidata, ed allo stesso tempo innovativa. Esistono numerose referenze di impianti a collettori parabolici operativi negli Stati Uniti e in Spagna, di taglie simili a quello in progetto.

Il fluido termovettore impiegato nelle centrali sopradette (Spagna e Stati Uniti), definite di "prima generazione", è l'olio diatermico, mentre la centrale "Flumini Mannu" rientra tra quelle cosiddette di

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

“seconda generazione”, in quanto prevede l’utilizzo dei **sali fusi**.

I sali fusi, miscela binaria di nitrato di sodio e nitrato di potassio, comportano una serie di vantaggi tra cui:

1. La realizzazione di un accumulo termico più efficiente e a basso costo: i sali sono chimicamente stabili fino a 600°C senza problemi di corrosione e sono molto economici;
2. L’aumento delle prestazioni del ciclo termodinamico e quindi dell’efficienza di conversione elettrica, grazie all’aumento della temperatura d’esercizio del campo solare (fino a 550°C);
3. La riduzione dei pericoli di esercizio della centrale, in quanto i sali non sono tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi.

In particolare il liquido termovettore utilizzato è un comune fertilizzante, già ampiamente usato in agricoltura, ed eventuali fuoriuscite accidentali non avrebbero alcun impatto ambientale.

I sali fusi, raggiungendo temperature più alte rispetto all’olio diatermico (550°C rispetto a 390°C), consentono una resa energetica finale migliore, ottimizzando la capacità di accumulo termico dell’impianto e prolungandone la produttività.

La **taglia dell’impianto**, ovvero la potenza di 55 MWe lordi, è stata dettata da scelte economiche.

In Spagna esistono molti impianti della stessa taglia e i componenti della power block sono ormai standardizzati per questa potenza.

Gli stessi hanno un costo inferiore rispetto ad altre taglie, per le quali ogni componente dovrebbe essere realizzato ad hoc con costi più elevati e tempi molto lunghi.


Ciò influisce, ovviamente, sulla sostenibilità economica della centrale: un investimento troppo ingente sarebbe difficilmente ripagabile e soprattutto bancabile.

La scelta della potenza di 55 MWe lordi ha determinato, conseguentemente, la dimensione del campo solare, posto che la radiazione solare è un valore sito-specifico.

Il **dimensionamento del campo solare**, infatti, si basa sulla risorsa solare disponibile in loco e allo stesso tempo sull’energia termica che si calcola necessaria per il funzionamento della centrale.

La valutazione della risorsa solare, più precisamente del DNI, componente dell’irraggiamento sfruttata dagli impianti CSP, è stata affidata inizialmente ad un esperto del settore Dott. Manuel Floris, ex ricercatore del gruppo CRS4, che ha redatto la valutazione del TMY, Typical Meteorological Year, da una serie di dati satellitari, ottenendo un valore di DNI medio annuo pari a 1873 kWh/m².

Durante l’avanzamento delle pratiche autorizzative dell’impianto, la proponente Flumini Mannu Ltd ha provveduto ad installare una stazione meteorologica in sito al fine di misurare i valori di DNI dell’area interessata (dopo un anno di misurazioni il valore di DNI misurato è stato di 1963 kWh/m²).

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

L'iniziale valutazione del DNI medio annuale, contenuta nel rapporto sul TMY, è stato successivamente verificato ed affinato tramite l'analisi commissionata alla società francese Transvalor SA (SoDa - Solar Energy Services for Professionals) che, calibrando le misure satellitari con le misurazioni a terra, ha ottenuto un valore di DNI medio annuo pari a 1971 kWh/m². Si allega al presente documento la redazione del TMY effettuata da Transvalor.

La taglia scelta, in termini di potenza elettrica, la risorsa solare valutata e la volontà di prevedere una dimensione dello stoccaggio tale da ridurre al minimo l'utilizzo di fonti fossili hanno portato alla esigenza di installare n. 180 loops per la costruzione del campo solare, che determina la grande estensione dell'intero impianto².

Per quanto riguarda l'utilizzo di fonte fossile, sono presenti nel progetto n. 3 bruciatori a diesel che svolgono principalmente il compito di scaldare i sali fusi.

Il Documento Tecnico Informativo riguardante l'incentivazione degli impianti solari termodinamici, pubblicato dal GSE lo scorso agosto (Agosto 2014), descrive, per la prima volta, che i combustibili fossili utilizzati per l'antifreezing (per evitare che i sali scendano sotto la loro temperatura di solidificazione) è conteggiato nella determinazione del fattore di integrazione (F_{int}).

Quindi, l'utilizzo di carburanti fossili entro $F_{int} < 15\%$, soglia per garantire la maggiore tariffa incentivante, non può dipendere solo da scelte produttive, ma anche da necessità dell'impianto.

Le decisioni gestionali dovranno essere volte a effettuare le scelte migliori considerando tale soglia e gli aspetti economici di spesa e di guadagno: infatti, a servizio della centrale, sono previsti i riscaldatori a gasolio e una fornitura MT da rete elettrica.

A tal proposito, la valutazione delle emissioni in atmosfera dei riscaldatori è stata redatta per il caso peggiore, ovvero ipotizzando che essi siano accesi per tutte le 8.760 ore di un anno alla massima potenza, condizione assolutamente cautelativa ed aggiuntivamente irrealistica.

L'analisi svolta dimostra che anche tale situazione non provoca nessun effetto negativo alla componente atmosfera, né per quanto riguarda la salute umana né per la vegetazione, essendo il livello di emissioni ben al di sotto dei limiti di legge.


La valutazione menzionata è riportata nello studio allegato "Studio di impatto atmosferico dei riscaldatori ausiliari dell'impianto solare termodinamico Flumini Mannu".

La seguente Figura 6 mostra la simulazione della produzione attesa rispetto ai valori mensili di DNI.

Tale grafico deriva dagli studi di prefattibilità effettuati da Sener, leader mondiale della progettazione dei campi solari, in base al loro modello elettronico di simulazione delle performance.

La società spagnola si è occupata della realizzazione di svariati impianti solari termodinamici ed ha sviluppato modelli sempre più efficienti del componente principale, il collettore parabolico lineare.

Il progetto di cui trattasi utilizza proprio un collettore Sener, in una versione ottimizzata per

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

l'alloggiamento dei tubi ricevitori per sali fusi.

Come deducibile dall'immagine si è scelto di fermare la produzione della centrale per un determinato periodo dell'anno, nel caso sotto presentato mese di Dicembre e metà del mese di Gennaio, perché non si è valutato positivo il bilancio costi-benefici in termini di spese per gli autoconsumi e la produzione di energia elettrica.

I guadagni di questa centrale derivano dall'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta che viene ripagata sia tramite l'incentivo statale, stabilito dal DM 11 aprile 2008 e smi, sia tramite la vendita sul mercato dell'energia elettrica, a tal proposito di seguito si mostra la proiezione dei prezzi di mercato per l'energia elettrica elaborati dalla società Pöyry, società leader nell'ingegneria e nella consulenza del settore dell'energia, che supporta i suoi clienti nello sviluppo, progettazione e realizzazione di progetti di centrali elettriche in tutto il mondo.

Tali elaborazioni sono utilizzate per la compilazione dei business-plan di settore, al fine di valutare la componente vendita nel mercato elettrico.

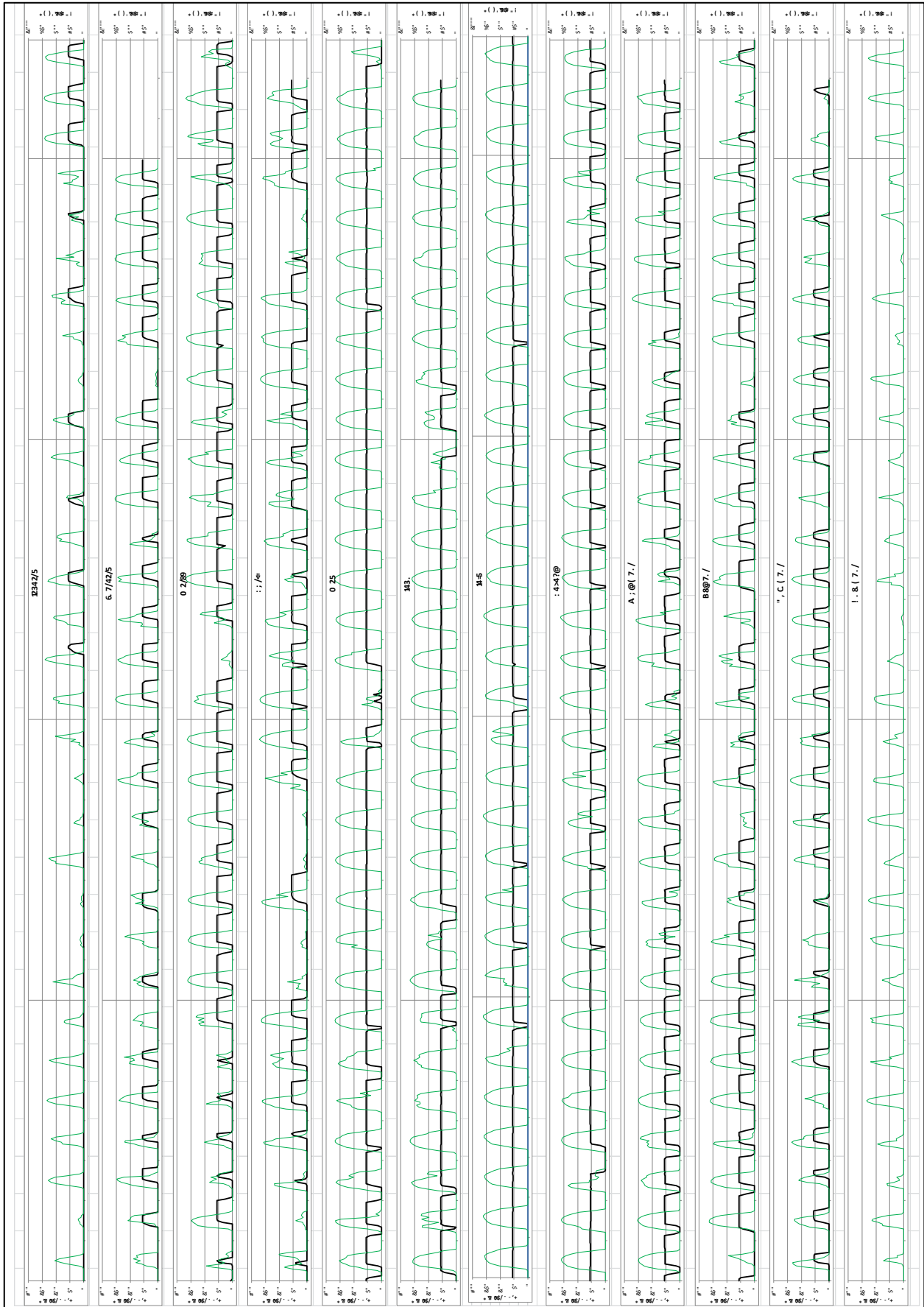


Figura 6: Simulazione della produzione attesa rispetto al valore di DNI

+%, %, / &01, 018-02362556

Wholesale price projections, Q3 2014 edition - Italy



Zonal wholesale electricity prices - Northern Italy

Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	56.9	76.7	82.9	87.5	88.3	89.9	93.8	102.3	104.2	107.4	111.2	111.8	115.0	118.3	121.4	126.0	128.3	127.0	126.0	126.0	129.8	128.3
Central	52.5	55.4	55.3	55.8	57.3	59.4	60.8	65.5	66.4	66.8	68.4	70.5	72.9	75.1	77.5	79.0	77.5	79.0	79.0	80.9	82.8	82.8
Central - Energy only sensitivity	52.8	56.1	56.1	55.8	58.0	60.4	62.4	66.2	69.0	71.4	74.7	78.9	82.9	84.4	85.9	86.5	86.6	85.5	87.8	90.4	94.1	94.7
Low	44.4	29.9	29.7	31.2	30.9	30.4	30.8	32.7	33.5	36.1	37.6	40.5	43.6	46.1	46.7	48.0	47.4	46.8	46.9	48.0	48.9	48.7

Zonal wholesale electricity prices - Center North Italy

Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	54.9	76.3	82.5	86.9	87.3	89.1	92.0	98.9	101.1	104.1	107.9	110.4	111.4	113.5	116.2	120.6	122.7	119.6	119.1	120.9	121.3	121.3
Central	50.5	55.2	55.2	55.3	57.6	59.1	60.3	65.0	66.1	66.7	69.4	70.6	75.6	78.2	77.2	78.8	78.1	78.1	79.8	81.6	81.8	81.8
Central - Energy only sensitivity	50.9	56.0	56.3	56.0	57.8	60.1	61.7	65.4	68.9	69.3	70.9	74.9	79.1	77.6	79.3	80.6	85.1	84.6	87.0	90.2	93.2	92.6
Low	42.4	29.8	29.6	31.1	30.7	30.2	30.6	32.5	33.3	36.0	37.6	40.3	43.3	45.9	46.4	47.6	46.7	45.9	45.9	47.2	48.1	46.2

Zonal wholesale electricity prices - Center South Italy

Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	54.2	74.7	80.5	83.1	84.9	86.3	90.2	97.3	99.6	101.8	105.4	108.1	109.9	112.7	115.2	119.3	121.0	118.5	117.7	119.2	120.3	120.5
Central	49.8	54.1	53.9	53.4	55.0	56.1	57.5	61.3	63.0	64.5	67.1	67.8	72.2	74.0	75.2	76.6	75.7	76.1	78.0	79.9	80.4	80.8
Central - Energy only sensitivity	50.0	54.6	55.1	54.7	55.7	57.0	58.2	61.2	62.3	64.4	66.6	69.1	73.5	75.5	77.2	78.4	78.3	78.4	80.4	82.4	85.0	86.1
Low	41.9	29.0	28.6	29.6	28.7	27.9	28.1	28.2	30.9	33.8	35.3	38.3	40.9	43.6	44.4	45.2	45.4	44.3	44.3	45.8	46.6	46.0

Zonal wholesale electricity prices - South Italy

Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	52.6	74.3	80.0	82.6	83.8	84.9	89.0	96.3	98.5	101.1	104.4	107.7	109.4	112.1	114.5	118.4	119.6	117.2	116.5	117.9	118.6	118.6
Central	48.3	53.8	53.7	53.1	54.4	55.2	56.6	60.0	61.2	62.6	64.6	67.5	71.8	73.3	74.4	75.9	74.5	74.7	76.6	77.3	77.2	76.6
Central - Energy only sensitivity	48.4	54.1	54.9	54.3	55.0	56.1	57.2	60.4	61.1	62.9	64.7	68.8	73.2	74.9	76.4	77.7	77.3	77.6	79.6	81.1	83.3	83.9
Low	40.3	28.9	28.4	29.5	28.3	27.5	27.7	28.7	30.4	33.2	34.7	38.1	40.7	43.4	44.2	45.0	45.2	44.1	44.1	45.6	46.4	45.8

Zonal wholesale electricity prices - Sicily


Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	75.8	81.4	84.0	87.2	88.5	89.5	94.3	98.8	99.5	101.4	104.8	108.0	108.5	111.4	113.7	117.4	118.4	115.7	114.9	115.8	115.8	115.5
Central	70.3	58.2	56.3	55.4	56.9	57.6	59.0	62.5	63.7	65.1	67.2	70.5	74.9	76.4	77.6	79.3	78.5	78.6	80.8	81.9	82.5	82.8
Central - Energy only sensitivity	70.5	59.2	57.6	56.7	57.6	58.7	59.7	63.3	63.7	65.6	67.5	72.0	76.6	78.1	79.8	81.3	80.6	80.9	83.0	84.6	86.8	87.8
Low	60.9	30.8	29.7	30.7	29.5	28.6	28.8	29.9	31.7	34.6	36.2	39.7	42.4	45.3	46.3	47.2	47.4	46.4	46.2	47.7	48.5	48.0

Zonal wholesale electricity prices - Sardinia

Baseload - / /MWh, real 2013 money	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
High	54.4	74.3	80.2	82.9	84.9	86.4	90.1	97.1	99.4	101.6	105.2	107.9	109.6	112.3	114.8	118.6	120.2	117.6	116.8	119.1	119.9	119.9
Central	50.0	53.8	53.8	54.8	55.9	57.5	61.2	62.9	64.4	67.0	67.8	72.2	73.9	75.1	76.5	75.7	76.0	77.9	78.0	80.4	80.8	81.2
Central - Energy only sensitivity	50.3	54.3	55.0	54.5	55.6	56.8	58.2	61.1	62.3	64.3	66.5	69.1	73.5	75.5	77.1	78.3	78.2	78.3	80.3	83.8	86.5	87.4
Low	42.3	28.9	28.6	29.6	28.7	27.9	28.1	29.1	30.8	33.6	35.2	38.2	40.8	43.6	44.4	45.2	45.3	44.3	44.3	46.2	47.0	46.1

Note: 2014 price projections across all three scenarios (High, Central, Low) have been calculated as an interpolation between the historical data of the first 8 months (January-August) of 2014 and Pöyry's projections for the remaining part of the year (September-December 2014).

Figura 7: Proiezione dei prezzi dell'energia - Curve di Pöyry

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Per quanto riguarda l'**installazione del campo solare**, è stata posta attenzione nel rispettare i vincoli ambientali, insediativi, infrastrutturali e archeologici esistenti e nel mantenere da ciascun bene la propria distanza di rispetto definita dalle norme di settore.

Nello specifico sono state mantenute le seguenti distanze di rispetto:

- almeno 10 m dai fiumi, anche quelli segnalati come sottoposti a vincolo paesaggistico ex art.142-143 del D.Lgs. 42/04 (contestualmente alla fase di VIA in essere è stata presentata la richiesta di Autorizzazione Paesaggistica per la deroga della fascia di tutela pari a 150 metri dagli argini di tali corsi d'acqua);
- 10 metri, 20 metri e 30 metri rispettivamente per le strade di tipo F vicinali, F locali e comunali, e di tipo C (extraurbane secondarie);
- 100 metri dai fabbricati delle aziende agricole ed abitazioni presenti nel sito.

Il rispetto delle citate distanze ha comportato la definizione di un layout interrotto da aree verdi coltivate, che rompono la continuità spaziale della distesa di specchi, permettendo un migliore inserimento nel contesto paesaggistico rispetto a un campo solare compatto ed uniforme.

Quanto al **posizionamento della Power Block** sono state studiate diverse soluzioni.

La scelta è ricaduta sul posizionamento al centro del campo solare, in grado di minimizzare le perdite di energia dovute alla circolazione del fluido.

Inoltre, la power block in questa posizione è anche più distante dalle abitazioni e aziende agricole presenti sull'area, riducendo l'impatto acustico.


Altro parametro sensibile sottoposto a valutazione è stato il **passo tra le file adiacenti di specchi**, che gioca un ruolo determinante per la produttività di un impianto solare termodinamico: ciò è dovuto alle ombre che ciascuna fila genera sulla successiva nelle ore immediatamente dopo l'alba e in quelle immediatamente prima del tramonto.

Sono stati valutati passi compresi fra 13,5 e 23,5 metri, individuando infine quale passo ottimale per l'impianto il valore di 16,5 metri.

Per quanto concerne il dimensionamento dello **stoccaggio di energia termica**, realizzato con 2 serbatoi a sali fusi, sono stati presi in esame preliminarmente sistemi di stoccaggio variabili fra le 6 e le 20 ore di produzione a carico nominale, poi la valutazione è stata approfondita per dimensioni comprese fra le 11 e le 16 ore di produzione a carico nominale.

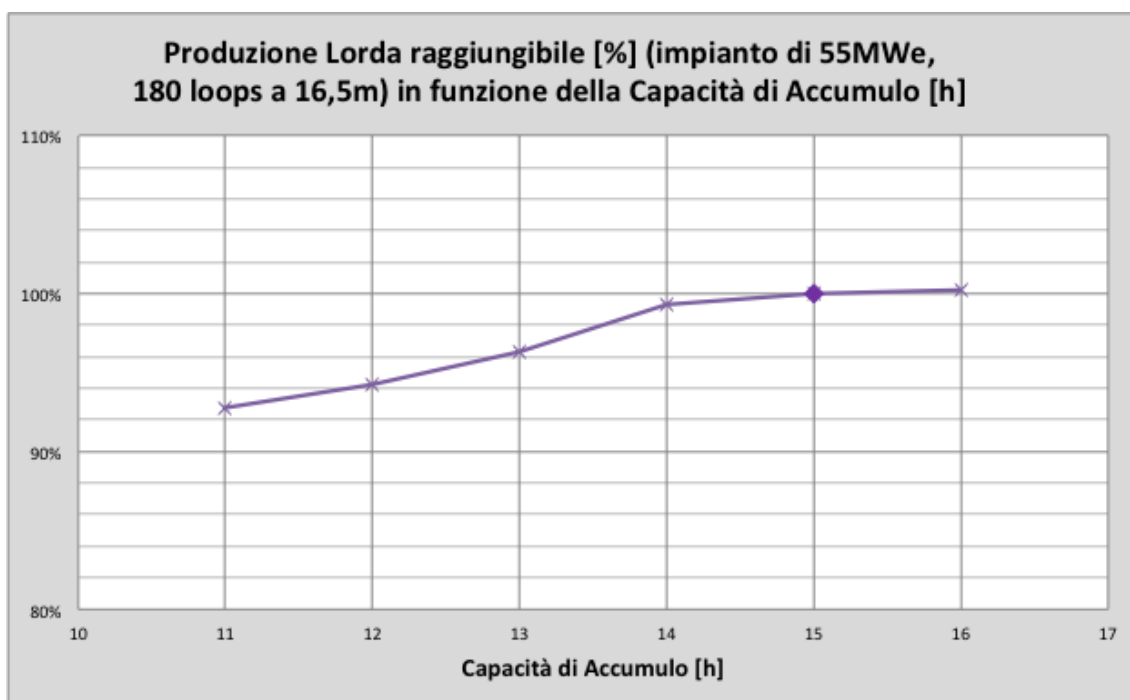
Come prevedibile, la produttività elettrica annua dell'impianto è risultata crescente all'aumentare della dimensione dello stoccaggio, ma con essa aumenta considerevolmente, in misura più che proporzionale, il costo dell'impianto: la dimensione ottimale dal punto di vista costi-benefici è risultata quella di 15 ore.

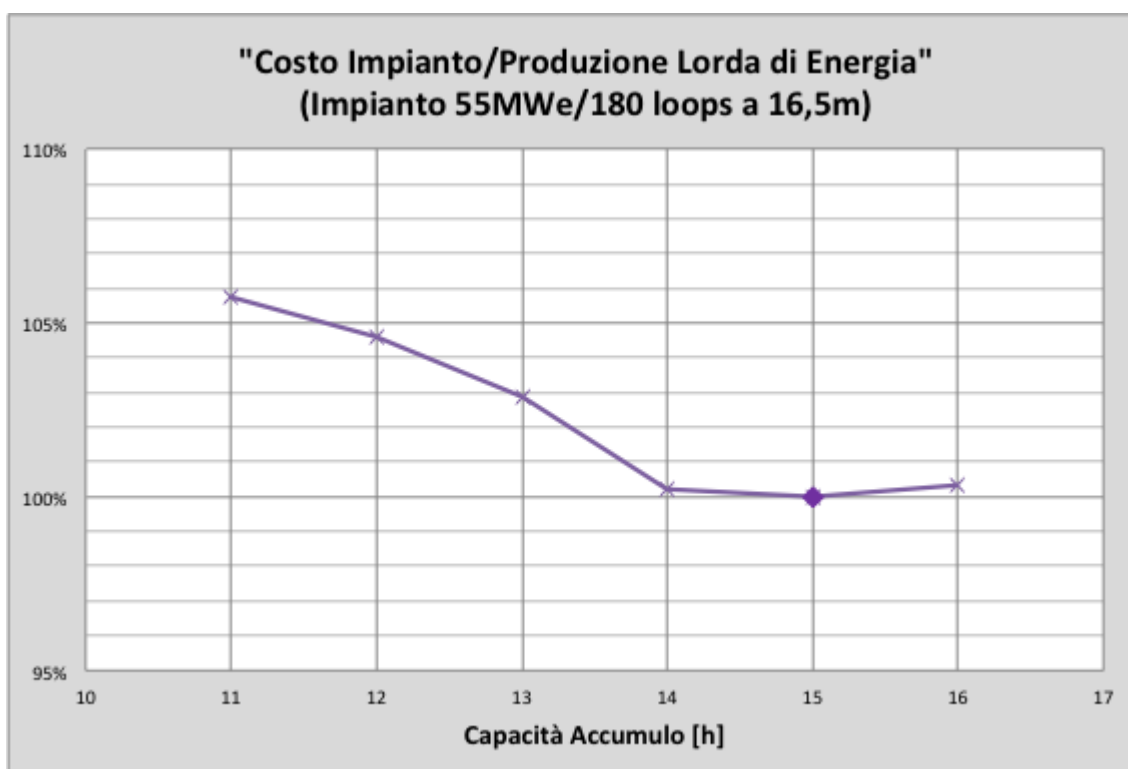
Si riportano di seguito i grafici ed i dati relativi alla dimensione dello stoccaggio variabile dalle 11 alle 16 ore in relazione alla produzione lorda raggiungibile ed al costo complessivo della centrale.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Come detto sopra, l'analisi è stata elaborata da Sener.

CASI	INTERLINEA [m]	N. LOOPS	Pot. Lorda [MWe]	Rendimento Nominale [%] (prelim.)	Capacità di Accumulo [h]	Capacità di Accumulo [Mwht]	% Rapporto Produzione Lorda	% Rapporto Costo Impianto / Produzione lorda
1	16,5	180	55	40,1	16	2195	100,2%	100,3%
2	16,5	180	55	40,1	15	2057	100,0%	100,0%
3	16,5	180	55	40,1	14	1920	99,3%	100,2%
4	16,5	180	55	40,1	13	1783	96,3%	102,8%
5	16,5	180	55	40,1	12	1646	94,2%	104,6%
6	16,5	180	55	40,1	11	1509	92,8%	105,7%





Riguardo il **collegamento elettrico** in Alta Tensione, una volta consolidata la definizione del punto di allaccio alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale all'interno della cabina primaria esistente di Enel Distribuzione Spa denominata "Villasor 2", sono state individuate diverse soluzioni per il tracciato.


La soluzione scelta è stata giudicata quella in grado di generare il minore impatto ambientale in considerazione dell'assenza di porzioni di elettrodotto aereo e della minore lunghezza del tracciato, nonché quella richiedente il minor numero di asservimenti coattivi.

Per quanto riguarda il **sistema di raffreddamento**, la scelta è ricaduta su un sistema a secco, in grado di minimizzare il consumo di acqua della centrale e ridurlo a circa il 95% in meno rispetto ad un sistema convenzionale.

Questa scelta tecnologica, nonostante comporti costi di impianto superiori ai più comuni sistemi di raffreddamento ad acqua, determina il superamento di uno dei punti più critici ed ostativi di questo tipo di centrale solare, che è appunto il consumo di acqua.

Si consideri che per un impianto di pari potenza con raffreddamento ibrido il consumo di acqua è stimabile in circa 600.000 m³/anno, mentre per l'impianto in oggetto la stima del consumo di acqua grezza, in ingresso al sistema di demineralizzazione, è stato stimato pari a circa 90.000 m³/anno.

In conclusione per l'impianto solare termodinamico "Flumini Mannu" in oggetto, si sono fatte le seguenti scelte a livello progettuale:

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	


1. **Ubicazione:** Lat. 39° 22' 46"; Long. 8° 51' 44". Comuni di Villasor e Decimoputzu (CA);
2. **Tecnologia Solare Termodinamica:** collettori parabolici lineari;
3. **Fluido termovettore:** Sali Fusi (60% NaNO₃, nitrato di sodio, e 40% KNO₃, nitrato di potassio)
4. **Planimetria delle installazioni:**
 - Campo solare: interlinea di 16,5 metri
 - Posizione power block: centrale rispetto al campo solare
5. **Dimensionamento dello stoccaggio di energia termica:** 15 ore di funzionamento della turbina a pieno carico
6. **Tracciato del collegamento elettrico in Alta Tensione:** interrato, lunghezza circa 8,5 km
7. **Sistema di raffreddamento:** sistema di raffreddamento a secco (air cooler).



Figura 8: Layout impianto CSP "Flumini Mannu" campo solare Sener SNT2 optimized

La realizzazione dell'impianto solare termodinamico ricoprirebbe un ruolo non di secondo piano garantendo vantaggi significativi:

- contribuire alla riduzione del consumo di combustibili fossili, privilegiando l'utilizzo delle fonti rinnovabili;
- dare impulso allo sviluppo economico e occupazionale locale;
- garantire un introito economico per le casse comunali;
- gli impianti, al termine della loro vita, possono essere dismessi ripristinando la situazione preesistente all'installazione.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.3. STIMA DELLA PRODUZIONE ATTESA

Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto CSP "Flumini Mannu".

UBICAZIONE	-	VILLASOR - DECIMOPUTZU
SUPERFICIE LORDA IMPIANTO	m ²	circa 269.000
ELEVAZIONE MEDIA	m s.l.m.m.	35
NUMERO DI COLLETTORI (SCAs)	-	720
NUMERO DI STRINGHE (LOOPS)	-	180
SUPERFICIE CAPTANTE	m ²	circa 815.600
AREE VERDI	m ²	> 27.000
INTERLINEA COLLETTORI	m	16,5
POTENZA TERMICA IMPIANTO (COND. STANDARD)	MW _t	circa 440
POTENZA ELETTRICA IMPIANTO (LORDA)	MW _e	55
POTENZA ELETTRICA IMPIANTO (NETTA)	MW _e	50
ACCUMULO TERMICO	ore/MWh _t	15 / 2.057

Al fine di stimare la produzione della centrale è necessario studiare la risorsa solare a disposizione, "carburante" dell'impianto.

La pratica comune nel mondo degli impianti solari, o in generale a fonte rinnovabile che non hanno una risorsa costante, è quella di utilizzare valutazioni basate su metodi probabilistici.

Per esempio, nel caso in oggetto, si è utilizzato lo studio dell'anno meteorologico tipico medio (TMY) per la valutazione del DNI medio di progetto, ovvero il valore di radiazione normale diretta superato nel 50% degli anni considerati (P50).

Valori più cautelativi (P90) e meno cautelativi (P10) vanno a descrivere situazioni "estreme", ovvero gli anni peggiori e quelli migliori:

- Anno Minimo (P90), il valore della DNI è superato nel 90% degli anni considerati;
- Anno Massimo (P10), il valore della DNI è superato nel 10% degli anni considerati.

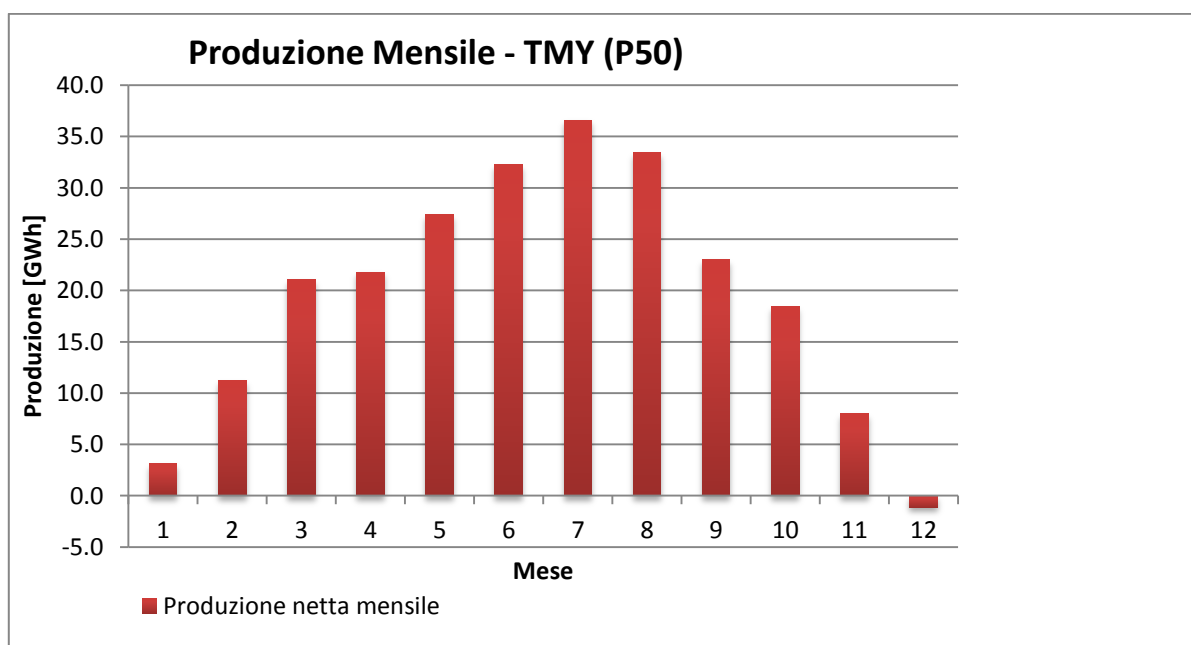
Come già scritto, la proponente Flumini Mannu Ltd ha provveduto a far installare una stazione meteorologica nel sito di progetto e, dopo un anno di misurazioni, ha affidato alla società Transvalor il compito di determinare i valori di DNI (P50), P(90) e P(10) calibrando i dati satellitari a disposizione con le misure a terra.

Tali valori sono stati utilizzati per la stima della produzione dell'impianto, che si riporta di seguito.

1. TMY (P50) - Anno tipico medio DNI=1971 kWh/m²

Month	Production ⁽¹⁾ (GWh)
1	3,1
2	11,2
3	21,1
4	21,8
5	27,4
6	32,3
7	36,6
8	33,4
9	23,0
10	18,4
11	8,0
12	-1,1
Total	235,0

⁽¹⁾Production: Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete

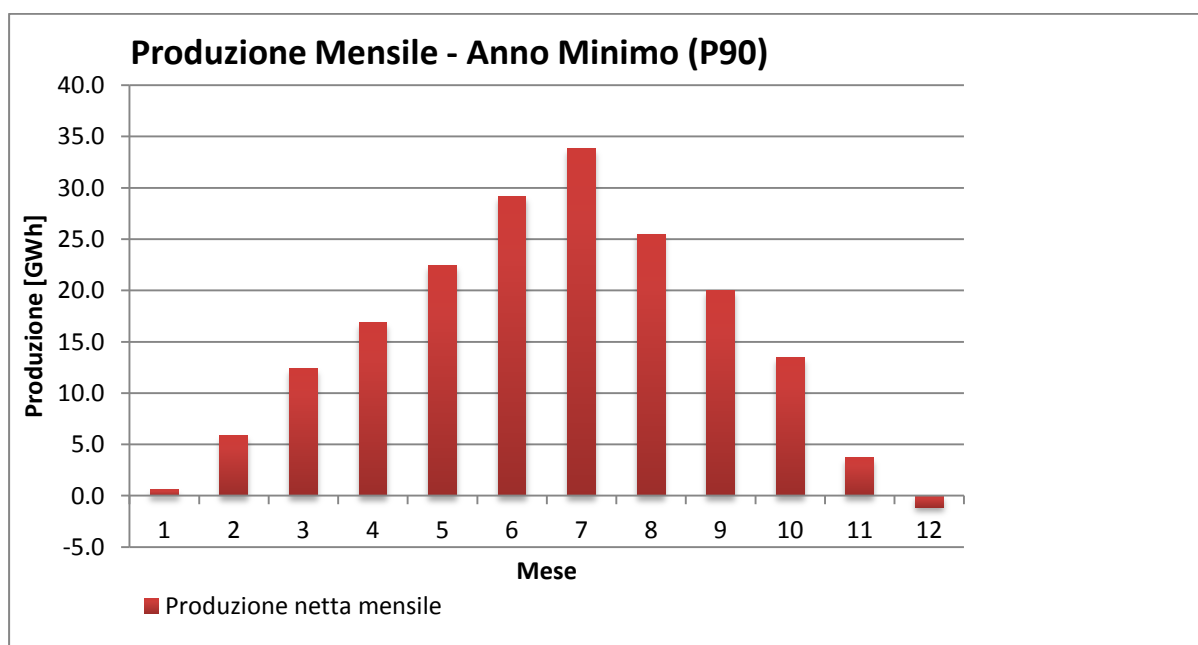


Come scritto, si prevede di tenere spenta la centrale nel mese di Dicembre e per almeno metà mese di Gennaio, poichè non si rilevano saldi positivi fra produzione e consumi.


2. Anno Minimo (P90) - DNI=1644 kWh/m²

Month	Production ⁽¹⁾ (GWh)
1	0,6
2	5,9
3	12,4
4	16,9
5	22,4
6	29,2
7	33,8
8	25,5
9	20,0
10	13,5
11	3,7
12	-1,1
Total	182,8

⁽¹⁾Production: Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete



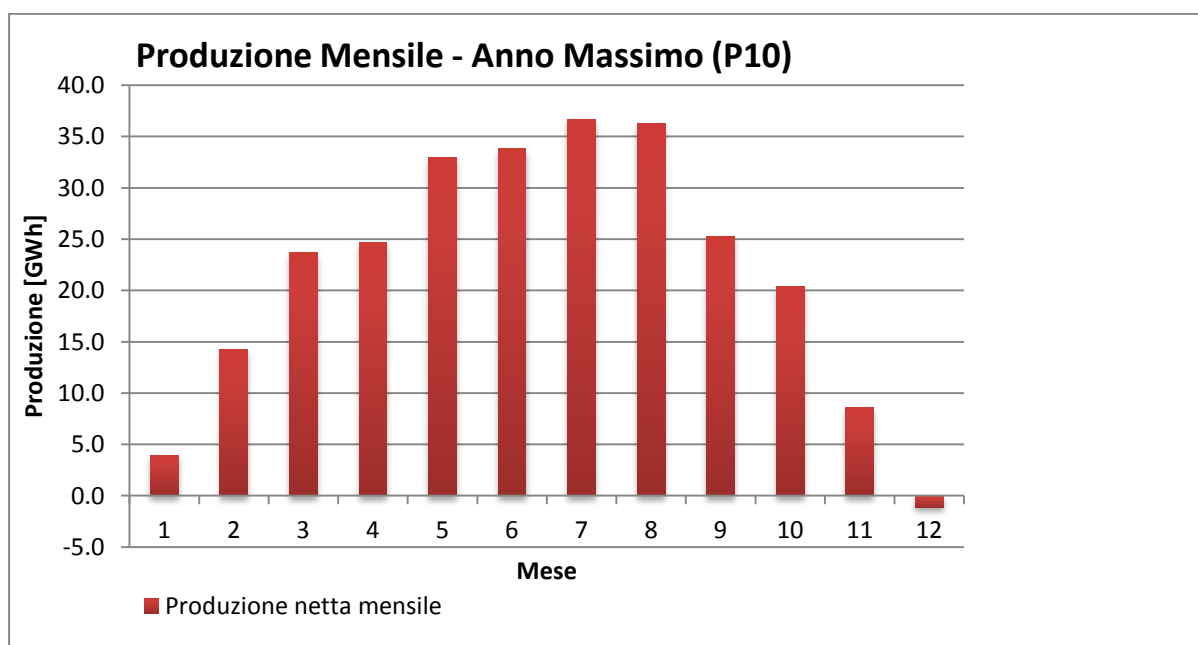
Come scritto, si prevede di tenere spenta la centrale nel mese di Dicembre e per almeno metà mese di Gennaio, poichè non si rilevano saldi positivi fra produzione e consumi.

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

3. Anno Massimo (P10) - DNI=2117 kWh/m²

Month	Production ⁽¹⁾ (GWh)
1	3,9
2	14,3
3	23,7
4	24,7
5	33,0
6	33,8
7	36,7
8	36,3
9	25,3
10	20,4
11	8,6
12	-1,1
Total	259,6

⁽¹⁾Production: Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete



Come scritto, si prevede di tenere spenta la centrale nel mese di Dicembre e per almeno metà mese di Gennaio, poichè non si rilevano saldi positivi fra produzione e consumi.

3.3.1. SCHEMI DEI FLUSSI ENERGETICI

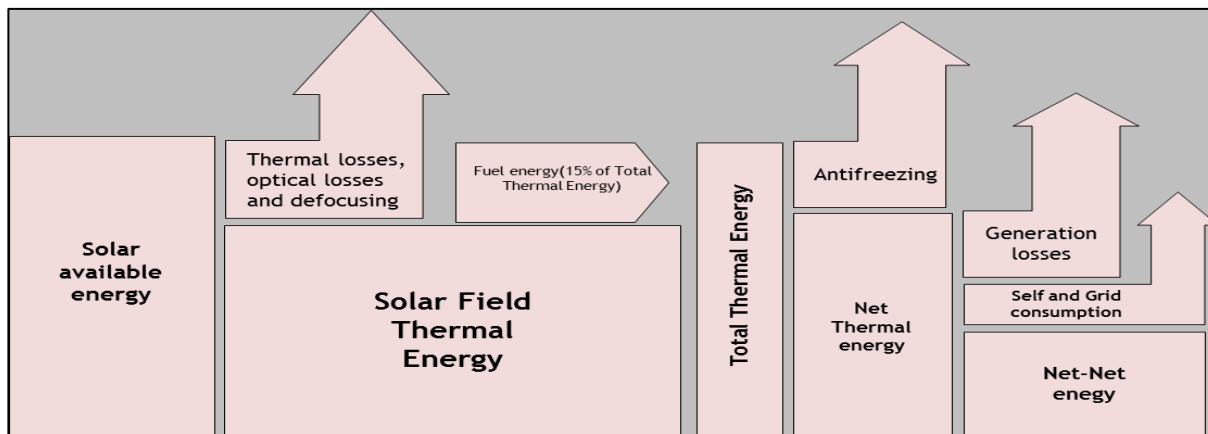
1. CASO 1: "15% OF FOSSIL FUEL INTEGRATION"

Condizioni considerate:

- DNI (TMY): 1971 kWh/m²;
- Fattore integrazione da fonte fossile: 15%, tutto per produzione.

Solar available energy	100%
Thermal losses, optical losses and defocusing	60%
Solar Field Thermal Energy	40%
Fuel energy (15% of Total Thermal Energy)	7%
Total Thermal Energy	47%
Antifreezing	6%
Net Thermal energy	41%
Generation losses	25%
Self and Grid consumption	2%
Net energy ⁽¹⁾	14%

⁽¹⁾ Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete



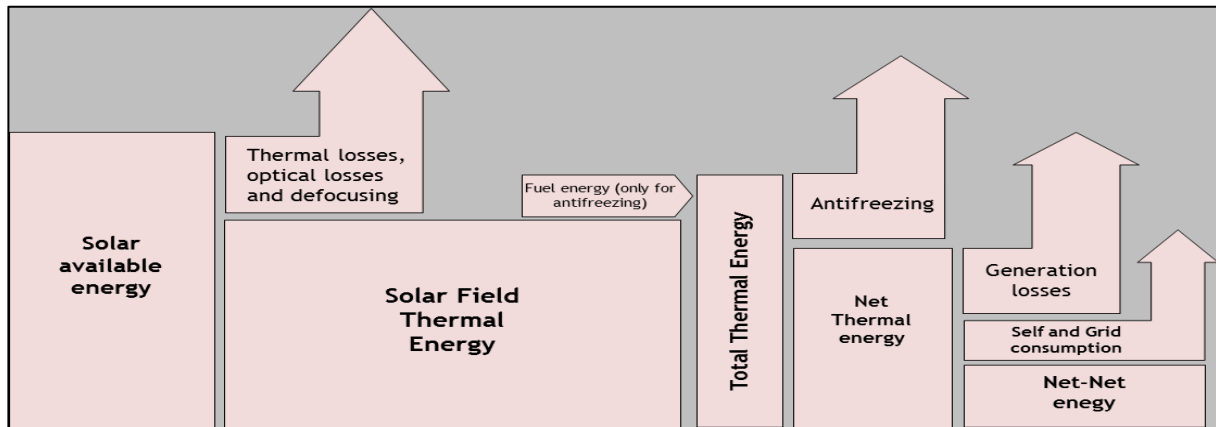
2. Caso 2: "FOSSIL FUEL ONLY FOR ANTIFREEZING (NOT FOR PRODUCTION)"

Condizioni considerate:

- DNI (TMY): 1971 kWh/m²;
- Fonte fossile (max. 15%) solo per antifreezing.

Solar available energy	100%
Thermal losses, optical losses and defocusing	60%
Solar Field Thermal Energy	40%
Fuel energy (only for antifreezing)	4%
Antifreezing	6%
Net Thermal energy	38%
Generation losses	24%
Self and Grid consumption	2%
Net energy ⁽¹⁾	12%

⁽¹⁾ *Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete*



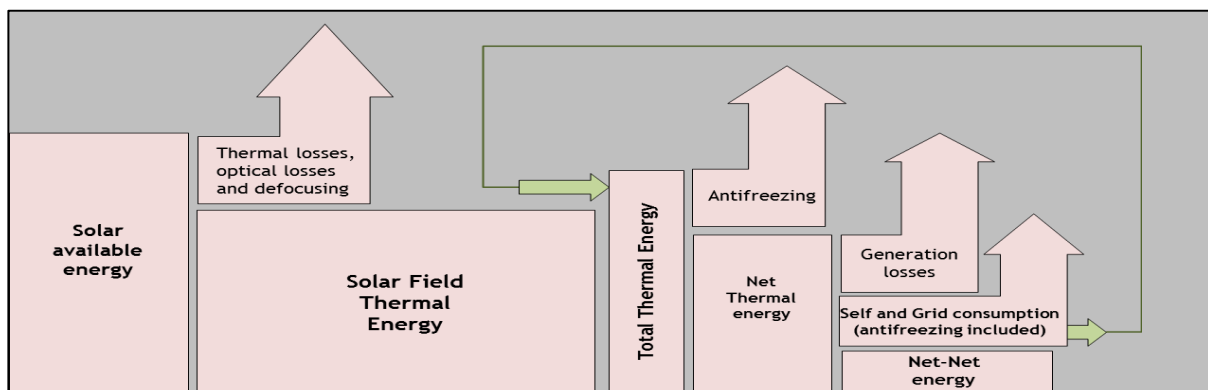
3. Caso 3: "NO FOSSIL FUEL - ELECTRICAL ENERGY FROM THE GRID IS USED FOR ANTIFREEZING WHEN THERE IS NOT ENERGY IN THE STORAGE"


Condizioni considerate:

- DNI (TMY): 1971 kWh/m²;
- Fattore di integrazione = 0 (no fonte fossile né per produzione né per antifreezing);
- Energia per antifreezing prelevata dalla rete quando accumulo termico azzerato.

Solar available energy	100%
Thermal losses, optical losses and defocusing	60%
Solar Field Thermal Energy	40%
Antifreezing from solar energy	4%
Net Thermal energy	36%
Generation losses	22%
Self and Grid consumption (including electrical antifreezing)	4%
Net energy ⁽¹⁾	10%

⁽¹⁾ *Produzione netta= Energia immessa in rete - Consumi dalla rete*



FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.4. ASPETTI SOCIO ECONOMICI

3.4.1. DESCRIZIONE E CARATTERIZZAZIONE DELLO STATO ATTUALE

3.4.1.1. Quadro Energetico

Il progetto in oggetto riguarda la realizzazione di una centrale solare termodinamica per la produzione di energia elettrica "pulita", quindi s'illustreranno gli aspetti relativi al settore energetico e a quello occupazionale, con approfondimenti a livello regionale e locale.

Gli ultimi decenni, durante i quali i fenomeni di cambiamenti climatici sono stati più manifesti, si sono caratterizzati da politiche volte alla salvaguardia ambientale e alla riduzione delle emissioni di sostanze climalteranti.


Tali politiche, tradotte in accordi, direttive e piani, sono giunte nella legislatura nazionale dei vari Paesi, che a loro modo hanno attuato i dettami condivisi.

In Italia la direttiva "Burden Sharing" ha suddiviso, regione per regione, gli obiettivi da raggiungere, in termini di passaggio da fonti fossili a fonti rinnovabili, al fine di ottenere il risultato concordato con l'Unione Europea.

I dati ufficiali più recenti sono quelli del portale SIMERI (sistema italiano per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili), reso disponibile dal GSE (Gestore del Sistema Elettrico).

Tali dati si riferiscono all'anno 2011, l'immagine sottostante, tratta dal SIMERI, illustra lo stato di attuazione degli impegni Burden Sharing alla fine del 2011.

Di seguito si propone un esame della situazione dei consumi e delle tecnologie degli impianti di produzione elettrica in Sardegna.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

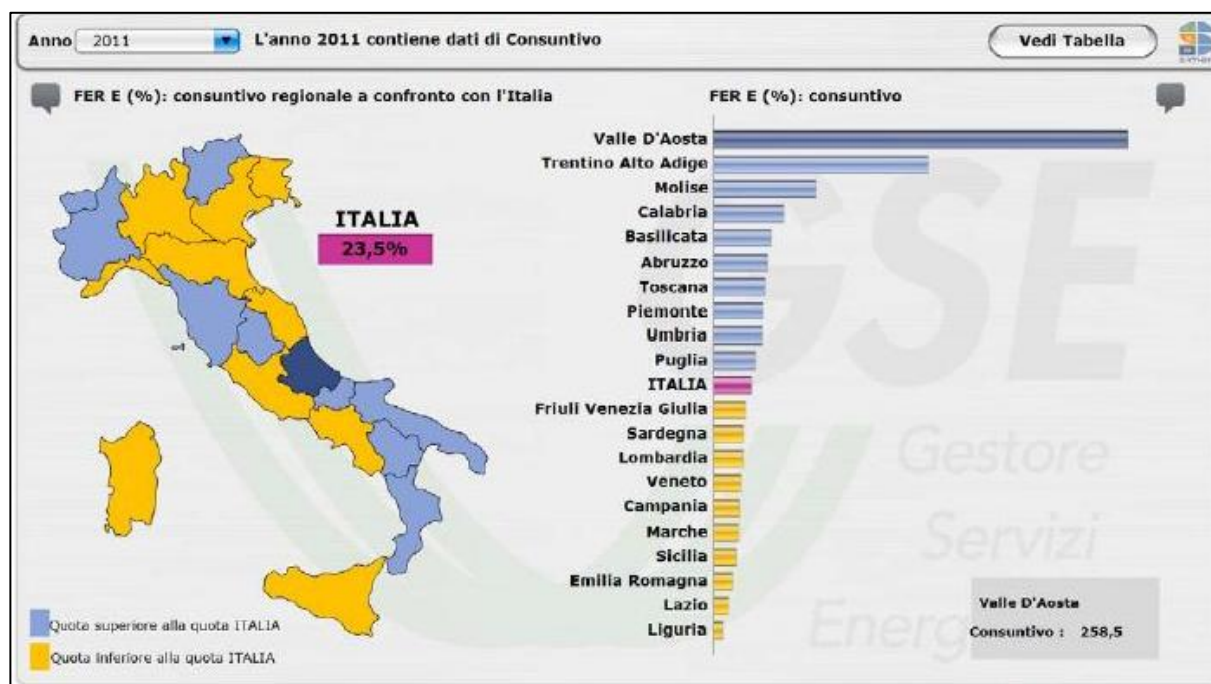



Figura 9: Impegni Burden Sharing relativi a fine 2011 (portale SIMERI)

La situazione attuale ed il fabbisogno energetico sardo 2013-2020

La situazione più recente disponibile è quella al 31/12/2012, così come viene fornita dai dati ufficiali TERNA (al momento i più aggiornati) reperibili sul sito accedendo alla voce "Sistema Elettrico" - Dati Statistici.

Dalla tabella "Produzione di energia elettrica in Italia nel 2012 - Secondo Regione", si evince, per quanto riguarda la Sardegna, quanto segue:

Produzione netta totale	13.557,5	GWh
Produzione netta idroelettrica	385,4	GWh
Termoelettrica tradizionale (carbone + olio combustibile)	11.011,8	GWh
Eolica	1.513,9	GWh
Fotovoltaica	646,3	GWh
Energia elettrica destinata ai pompaggi	210,6	GWh
Produzione destinata al consumo	13.346,9	GWh
Saldo Regionale	-1.632,5	GWh
Saldo Estero	-715,6	GWh
Energia elettrica richiesta	10.998,8	GWh

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

La Regione Sardegna è collegata al sistema elettrico italiano per mezzo di due cavi sottomarini della potenza complessiva di oltre 1.000 MW.

Attraverso questo sistema bi-direzionale avvengono continuamente scambi di energia elettrica in relazione alle diverse condizioni istantanee della produzione e del consumo nazionale.

Su base annuale 2012, la Regione Sardegna ha fornito alle altre regioni italiane 1.632,5 GWh e all'estero 715,6 GWh per un totale esportato di 2.347 GWh, pari a circa il 21,3% della energia elettrica richiesta dal consumo interno, con importanti introiti economici.

Ciò è avvenuto, non per eccesso strutturale di produzione rispetto ai consumi, ma per il permanere, ed anzi l'aggravarsi, di una devastante crisi economica che in Sardegna dura da almeno 10 anni e colpisce più che nelle altre regioni italiane, determinando nel tempo una forte contrazione dei consumi legati alle tradizionali attività industriali fortemente energivore (alluminio, petrolchimica, raffinazione, etc..).

Dalla tabella precedente si evince che l'81,2% del totale della produzione elettrica del 2012 proviene da fonte termoelettrica (carbone e olio combustibile), mentre il totale dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (2.545,6 GWh) è di circa il 19%, includendo la produzione idroelettrica.


Il dato anomalo che emerge da questa analisi è un livello altissimo di produzione elettrica effettuata con fonti fossili che hanno un devastante impatto ambientale, in una Regione che è la vera perla del mediterraneo.

Prevista evoluzione della domanda nello scenario 2011 – 2021

Nella previsione dell'evoluzione dei consumi elettrici della regione Sardegna fino al 2020, si analizza un documento prodotto dalla Regione stessa, redatto a gennaio 2012 dal titolo: "*Piano d'azione Regionale per le energie rinnovabili Sardegna - Documento d'indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili*".

Nel documento, (a pag. 20) ci si sofferma su tre differenti possibili evoluzioni della domanda di consumi.

1. La classica BAU (Business As Usual), basata su indicazioni fornite da Terna relativamente alle proiezioni di consumo per la Regione Sardegna che prevedono un tasso di crescita dei consumi dell'1,9% annuo fino al 2015, e del 2,5% annuo dal 2015 al 2020.
Ovvero, una crescita del +18,2% complessivo dal 2012 al 2020.
2. Un'evoluzione di tipo conservativo che prevede un tasso di crescita dei consumi dell'1% annuo sino al 2015 e dell'1,5% annuo dal 2015 al 2020.
3. Un'evoluzione di riferimento basata sull'estensione del modello di tipo europeo, utilizzato per la determinazione degli scenari di consumo italiani alla Sardegna.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Inoltre, è stata condotta anche un'analisi relativa al possibile trasferimento di parte dei consumi dei trasporti e termici al settore elettrico, utilizzando come riferimento il modello PRIMES.

I risultati finali di tali analisi hanno condotto a valori di consumo simili a quelli definiti dallo scenario Terna.

Pertanto quest'ultimo è stato considerato come limite superiore della fascia di variazione dei consumi attesi; la Figura 10 mostra i consumi di previsione nei 3 scenari ipotizzati.

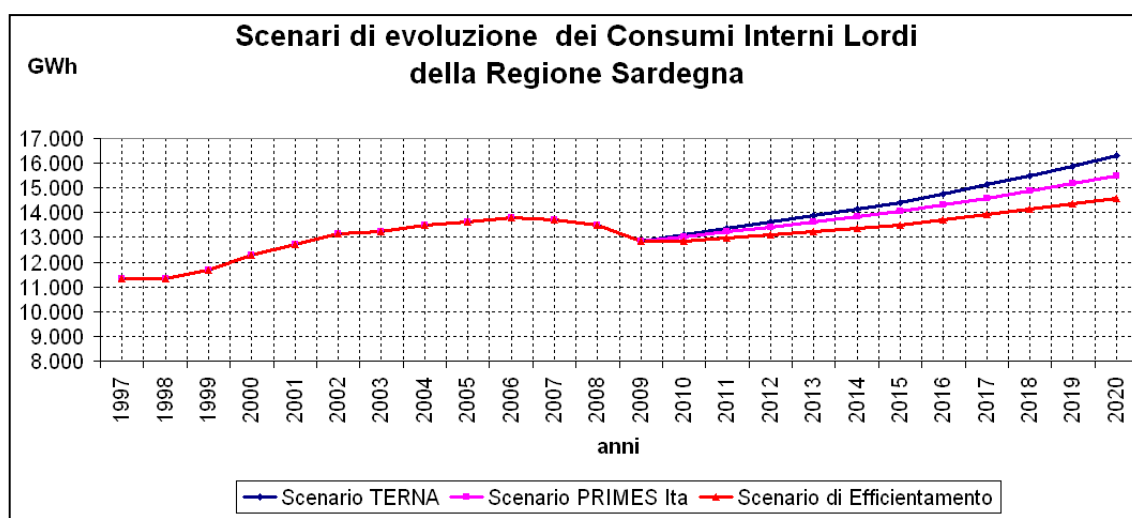


Figura 10: consumi di previsione nei 3 scenari ipotizzati nel documento "Piano d'azione Regionale per le energie rinnovabili Sardegna – Documento d'indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili"

Da quanto sopra si evince che i consumi elettrici finali lordi attesi annui al 2020, nel caso di adozione dello scenario Terna, risulterebbero incrementati, rispetto ai dati consuntivi 2012, del 18,2%.

Mantenendo invariata, o leggermente aumentata, l'attuale capacità di esportazione complessiva (2.347 GWh) la produzione destinata al consumo della Regione salirebbe a circa 16.000 GWh/anno.


I dati di bilancio elettrico nazionale più recenti resi disponibili da Terna, relativi al 2011, evidenziano che il Sistema Italia ha un'esigenza di consumi complessiva pari a 334.639,5 GWh, con un deficit della produzione nazionale rispetto al consumo di -45.732,3 GWh, pari al - 13,7% del totale.

La produzione destinata al consumo, nei prossimi 8 anni, in Regione Sardegna dovrebbe crescere da 13.346 GWh a 16.000 GWh annui, ovvero + 2.654 GWh.

Rimarrebbe invariata la capacità di esportazione a 2.347 GWh/anno che è un importante contributo alla riduzione del deficit complessivo del Paese.

Si fa notare che "il margine di esportazione" è anche una capacità produttiva immediatamente utilizzabile nel caso di risveglio dell'economia sarda.

Va anche aggiunto che in Sardegna ci sono ben 32 centrali termoelettriche, con 49 sezioni turbina

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

alternatore, con una potenza complessiva lorda di 2.822 MW, alimentate a carbone e gasolio o da entrambi i combustibili indifferentemente.

Parte del parco di generazione è tecnologicamente superato ed ormai ai limiti della vita operativa, si ricordano:

- la centrale termoelettrica di Fiume Santo, potenza totale di 960 MW. Essa è composta da n. 2 gruppi da 160 MW entrati in esercizio nel 1983-1984 più n. 2 gruppi da 320 MW entrati in esercizio nel 1992-1993;
- la centrale termoelettrica del Sulcis, potenza di 720 MW. I primi 2 gruppi da 240 MW sono entrati in esercizio nel 1965-1966, il terzo gruppo da 240 MW è entrato in esercizio nel 1986.

In qualsiasi momento per guasti, manutenzione straordinaria, sostituzione totale o parziale anche non pianificata di parti vitali degli impianti, si potrebbero fermare 1.000 MW e ci si potrebbe trovare di fronte a cali annui della produzione di 8.000/9.000 GWh.

Limiti dello sviluppo delle energie rinnovabili non programmabili in Sardegna

La precedente stima riguarda solamente l'energia elettrica che la Regione Sardegna dovrebbe produrre in più nei prossimi 8 anni, senza far riferimento alla quantità di potenza elettrica aggiuntiva che sarà necessaria, né al tipo di fonte energetica primaria.


Quanto sopra descritto, se le previsioni regionali verranno rispettate, implica 3 cose:

- Necessità di installare nuova capacità produttiva con potenza e fonti primarie da definire, ma comunque di tipo rinnovabile;
- Necessità di abbattere del 20% le emissioni di CO₂;
- Necessità di un "ribilanciamento" del mix delle fonti energetiche primarie di produzione elettrica e del calore, essendo eccessivo il ruolo fin ad oggi ricoperto dalle fonti fossili (81,2%).

In Sardegna va quindi ridotto il ruolo esercitato dalle fonti fossili sia nella produzione elettrica che nella produzione di calore.

Infatti, il percorso che dovrà fare la Regione Sardegna sul tema energetico è quello scritto nelle direttive europee e nelle leggi di recepimento nazionali.

La definizione di una nuova politica energetica europea basata sulle energie rinnovabili ha preso avvio nel gennaio 2007 con la proposta dei nuovi obiettivi comunitari vincolanti da raggiungere per il 2020: un obiettivo generale che prevede una quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

consumi energetici della Comunità ed un obiettivo minimo che riguarda il raggiungimento di una quota del 10% da fonti energetiche rinnovabili sul totale dei consumi nel settore dei trasporti.

Nel marzo 2007, questi obiettivi sono confluiti nel Piano d'Azione del Consiglio Europeo (2007-2009) per la creazione di una Politica Energetica per l'Europa (PEE).

Il complesso degli obiettivi stabiliti per il 2020 da questo Piano è riassunto nella sigla "20-20-20", che indica la volontà dell'UE di raggiungere il 20% della produzione energetica da fonti rinnovabili, migliorare del 20% l'efficienza e ridurre del 20% le emissioni di anidride carbonica.

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle energie rinnovabili rappresenta un'importante tappa del percorso sopra accennato in quanto risponde concretamente all'esigenza di creare un quadro normativo completo, vincolante ed a lungo termine per lo sviluppo del settore delle rinnovabili in Europa.

Inoltre, il 29 luglio 2010, seppure con un po' di ritardo rispetto al termine stabilito dalla Direttiva 2009/28/CE, la Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Dipartimento per l'Energia del Ministero dello Sviluppo Economico, ha inviato alla Commissione Europea il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN) per il raggiungimento degli obiettivi assegnati al nostro Paese a livello comunitario.

Oltre a definire gli obiettivi finali ed intermedi che l'Italia si prefigge di raggiungere al 2020 nei tre settori di intervento (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti), per conseguire i target ad essa assegnati dall'UE, il PAN delinea le principali linee d'azione e le misure necessarie per la loro attuazione.


In particolare, il Piano prevede che, nel nostro Paese, entro il 2020, le energie rinnovabili dovranno coprire il 10,14% dei consumi legati ai trasporti, il 26,39% dei consumi del comparto elettrico ed il 17,09% dei consumi per il riscaldamento ed il raffreddamento.

Coerentemente con i criteri fissati dal Parlamento Europeo nella legge comunitaria 2009/28/CE, tali obiettivi dovranno essere perseguiti mediante la promozione congiunta dell'efficienza energetica e l'utilizzo equilibrato delle fonti rinnovabili per la produzione ed il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti.

Il provvedimento con cui l'Italia definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il Decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 recante norme di attuazione della direttiva 2009/28/CE.

Il D.Lgs. 28/2011 all'art. 37, comma 6, prevede che con Decreto del Ministero dello sviluppo economico siano definiti e quantificati gli obiettivi regionali per il raggiungimento della quota di produzione di energia da fonte rinnovabile, pari al 17%, assegnato all'Italia dalla Direttiva 28/2009/CE.

Tale decreto è denominato per brevità "*Decreto Burden Sharing*" (Dm Sviluppo 15 marzo 2012).

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

Da aggiungere che, lo scorso ottobre (Ottobre 2014), il Consiglio Europeo ha fissato gli obiettivi UE 2030 Clima-Energia: obiettivo del taglio delle emissioni di **gas serra, del 40%** rispetto ai livelli del 1990, obiettivo di utilizzo del **27%** dei consumi finali di energia **coperti dalle rinnovabili** e obiettivo del **27%** per l'**efficienza energetica**.

Obiettivo complessivo assegnato alla regione Sardegna

La seguente tabella contiene gli obiettivi, intermedi e finali, assegnati alla Regione Sardegna in termini di incremento della quota complessiva di energia (termica + elettrica) da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo.

Traiettorie obiettivi Regione Sardegna, dalla situazione iniziale al 2020					
Obiettivo regionale per l'anno (%)					
Anno iniziale di riferimento ³	2012	2014	2016	2018	2020
3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8


Sviluppo regionale FER elettriche Sardegna 2020

La tabella seguente riporta lo sviluppo dei consumi regionali da fonti rinnovabili elettriche rispetto all'anno iniziale di riferimento.

Sviluppo regionale Fer-E al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento			
Consumi Fer-E Anno iniziale di riferimento ⁴	Consumi Fer-E 2020	Incremento	
[ktep]	[ktep]	[ktep]	[%]
127	419	292	231%

Sviluppo regionale FER termiche 2020

La tabella seguente riporta lo sviluppo dei consumi regionali da fonti rinnovabili termiche rispetto all'anno iniziale di riferimento.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	


Sviluppo regionale Fer-C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento			
Consumi Fer-C Anno iniziale di riferimento ⁵	Consumi Fer-C 2020	Incremento	
[ktep]	[ktep]	[ktep]	[%]
19	249	230	1.203%

Nel "Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili Sardegna" completato a gennaio 2012 a pagina 40, l'obiettivo del 17,8% complessivo regionale al 2020 assegnato alla Regione dal "Burden Sharing" viene tradotto in termini di potenza installata (MW) ed energia elettrica da produrre (GWh o kTep).

Le due tabelle che seguono illustrano il punto di arrivo prima in termini generali di dettaglio e poi in termini di quadro complessivo per fonte.

Il documento è interessante per le ipotesi di mix produttivo che la Regione ha inserito nel piano a valere sul 2020.

O2:17,8 % - Scenario Estremo - Comparto Elettrico (FER-E)				
fonte	potenza installata	ore annue funzionamento	Energia prodotta	
	[MW]		GWh	kTep
Idroelettrico	466	-	228,0	19,60
Solare – FV installato Dic.-2011 ¹⁸	320	1.400	448	38,52
Solare - FV Grandi Impianti	80	1.400	112	9,63
FV- GSE impianti inferiori 200 kWp	170	1.400	238	20,46
FV-Dlgs 28/2011 abitazioni	40	1.400	56	4,82
Solare FV a concentrazione	150	1.800	270	23,22
Solare Termodinamico	30	2.400	72	6,19
Eolico on shore	1500	1700	2.550,0	219,26
Biomasse in RSU	6,8	-	43,5	3,74
Biomasse solide diverse da RSU	87	5.400	469,8	40,40
Biogas	3	4.000	12	1,03
Gas da discarica	6,4	-	34,4	2,96
Bioliquidi	175	8.000	1.400,0	120,38
Impianti ibridi (co-combustione)	580	-	370	31,81
TOTALE			6.303,7	542,02

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Il quadro complessivo per fonte:

fonte	potenza installata [MW]	Energia prodotta		%
		GWh	kTep	
Idroelettrico	460	228	19,60	3,62%
Solare	610+150+ 30	1.196	102,85	18,97%
Eolico	1500	2.550	219,26	40,45%
Biomasse+Biogas	278+580 (impianti ibridi)	2.330	200,32	36,96%
TOTALE		6.304	542,03	100,00%

Tab. 28. O2:17,8 %. Scenario Estremo. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte.

¹⁹ Fonte Atlasole GSE

Di seguito il confronto con la situazione reale registrata da Terna al 31/12/2012 e descritta nel rapporto "Impianti di generazione".

Inoltre, si riporta la produzione realizzata a tale data da ciascuna fonte rinnovabile (Dati Terna).


Fonte	Potenza (MW)	N° Impianti	Energia prodotta (GWh)
Idroelettrico	466,7	18	385,4
Eolica	988,6	47	1.513,9
Solare	558,2	22.287	646,3
Bioenergie	89,7	29	----- ⁶
Totale	2.103	22.381	2.545,6

Il settore Termoelettrico è composto da 32 impianti per totali 49 sezioni per 2.822 MW di potenza installata; la produzione elettrica da fonte termoelettrica realizzata nel 2012 è stata di 11.011,8 GWh pari all'81,2% del totale.

In riferimento alle fonti rinnovabili, la tabella seguente riporta:

- (1) la situazione consuntiva al 31/12/2012 della potenza installata e della produzione realizzata;
- (2) la potenza installata e l'energia da produrre, secondo i piani, al 31/12/2020.

Fonte	Potenza (1) MW	Energia (1) GW	Potenza (2) MW	Energia (2) GW	Diff. Potenza MW	Diff. Energia GW
Idroelettrico	466	385	460	228	-6	-157
Eolico	988	1.514	1.500	2.550	+512	+1.036
Solare	558	646	790	1.196	+232	+549
Bioenergie⁷	90	433	858	2.230	+768	+1.687

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

L'incremento di produzione da fonti rinnovabili previsto dal piano nel periodo 2013-2020 è di 3.115 GWh; l'incremento di potenza complessivamente previsto nelle varie fonti rinnovabili è di 1.506 MW.

Al termine del percorso la Regione Sardegna disporrebbe di 3.608 MW di potenza elettrica alimentata da fonti rinnovabili.

Di tale potenza, 2.290 MW (eolico e fotovoltaico) sono totalmente non programmabili allo stato attuale delle tecnologie.

Come detto nelle pagine precedenti, la Regione Sardegna, mantenendo invariate al volume di oggi le esportazioni, avrà bisogno, al 2020, complessivamente di circa 16.000 GWh di produzione.

Poiché al 31/12/2012 la produzione netta totale era di 13.557 GWh e poiché al 2020 la produzione totale dovrà essere di 16.782 GWh, a quella data si dovrebbe avere un eccesso di 878 GWh non consumabile in Sardegna, che potrebbe aumentare la quota di energia elettrica esportata dalla regione riducendo così il deficit italiano che al momento è di 45.732,3 GWh pari al 13,7% del totale dei consumi nazionali.


Al 2020, nel settore elettrico si dovrebbe avere questa ripartizione:

- Produzione totale: 16.782 GWh
- Produzione da rinnovabili: (2.545,6 + 3.226) = 5.771 GWh
- Produzione termoelettrica tradizionale: 11.011 GWh
- Quota percentuale delle rinnovabili elettriche sul totale prodotto al 2020: 34,3%

Ciò supererebbe l'obiettivo nazionale del 26,39% al 2020, ma recentemente come scritto, proprio lo scorso 23 ottobre 2014, è stato firmato il pacchetto clima energia 2030, con il quale il Consiglio d'Europa ha stabilito i tre pilastri della nuova politica energetica comunitaria.

I numeri della nuova strategia europea sul clima sono 40-27-27.

Il Consiglio europeo ha approvato un obiettivo vincolante per i singoli stati di almeno il 40% volto alla riduzione delle emissioni nazionali di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Per la quota di rinnovabili da produrre e utilizzare i 28 rappresentanti hanno optato per un target fissato almeno al 27% entro il 2030; tale obiettivo sarà vincolante a livello comunitario, collettivamente, "senza impedire agli Stati membri di fissare propri obiettivi nazionali più ambiziosi in linea con gli orientamenti sugli aiuti di Stato".

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.1.1. Quadro Demografico

Al 2011 la popolazione residente in Sardegna – costituita dalle persone che vi hanno dimora abituale – era pari a 1.639.362 individui, dei quali 838.121 femmine (51,1%) e 801.241 maschi.

La densità abitativa risultava, quindi, di 68,1 abitanti per Km².

I risultati censuari del 2011 confermano la storica struttura territoriale della popolazione sarda.

Quasi metà della popolazione (47,6%) risiede, infatti, nelle tre province di Cagliari, Medio Campidano e Carbonia Iglesias, con una concentrazione più significativa nella provincia comprendente il capoluogo, dove si osserva il valore più elevato di densità abitativa (120,5 abitanti per Km²).

Questo dato si distacca sensibilmente da quello immediatamente inferiore registrato nella vicina provincia di Carbonia Iglesias (86) e in quella di Sassari (77) ed ancora di più da quello delle altre province sarde dove si osservano valori minori alla media regionale, di per sé uno dei dati più bassi d'Italia dopo la Valle d'Aosta e la Basilicata. Il progressivo spopolamento delle aree interne si affianca ad un altro dato che caratterizza storicamente la demografia regionale.


L'incidenza della popolazione femminile sul totale dei residenti, in media uno dei valori più bassi a livello nazionale (51,1% contro il 51,6%), raggiunge nelle aree interne all'isola quota 50,6%.

Il Comune di Villasor

Il territorio del Comune di Villasor si estende su una superficie di 86,79 km², la popolazione residente al 31 Dicembre 2013 era pari a 6.967 abitanti (di cui 3.459 maschi e 3.508 femmine).


La densità abitativa risultava, quindi, pari a circa 80 abitanti/kmq.

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativi al bilancio demografico per l'anno 2013.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

	Maschi	Femmine	Totale
Popolazione al 1° gennaio	3.404	3.471	6.875
Nati	33	22	55
Morti	29	28	57
Saldo Naturale	4	-6	-2
Iscritti da altri comuni	50	59	109
Iscritti dall'estero	8	3	11
Altri iscritti	70	61	131
Cancellati per altri comuni	55	66	121
Cancellati per l'estero	10	3	13
Altri cancellati	12	11	23
Saldo Migratorio	51	43	94
Popolazione Residente in Famiglia	3.421	3.502	6.923
Popolazione Residente in Convivenza	38	6	44
Unità in più/meno dovute a variazioni territoriali	0	0	0
Popolazione al 31 dicembre 2012	3.459	3.508	6.967
Numero di Famiglie	2.623		
Numero di Convivenze	4		
Numero medio di componenti per famiglia	2.6		

Tabella 1: Bilancio demografico anno 2012 Comune di Villasor (Sito Web: <http://demo.istat.it/>)

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Il Comune di Decimoputzu


Il territorio del Comune di Decimoputzu si estende su una superficie di 44,81 km², la popolazione residente al 31 Dicembre 2013 era pari a 4.392 abitanti (di cui 2.212 maschi e 2.176 femmine).

La densità abitativa risultava, quindi, pari a circa 98 abitanti/kmq.

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativi al bilancio demografico per l'anno 2013.

	Maschi	Femmine	Totale
Popolazione al 1° gennaio	2.198	2.174	4.372
Nati	26	21	47
Morti	20	21	41
Saldo Naturale	6	0	6
Iscritti da altri comuni	57	48	105
Iscritti dall'estero	5	5	10
Altri iscritti	30	25	55
Cancellati per altri comuni	59	59	118
Cancellati per l'estero	5	6	11
Altri cancellati	18	9	27
Saldo Migratorio	10	4	14
Popolazione Residente in Famiglia	2.212	2.176	4.388
Popolazione Residente in Convivenza	2	2	4
Unità in più/meno dovute a variazioni territoriali	0	0	0
Popolazione al 31 dicembre	2.214	2.178	4.392
Numero di Famiglie	1.708		
Numero di Convivenze	1		
Numero medio di componenti per famiglia	2.6		

Tabella 2: Bilancio demografico anno 2012 Comune di Decimoputzu (Sito Web: <http://demo.istat.it/>)

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.1.2. Quadro Produttivo

Al fine di descrivere il quadro produttivo ed occupazionale più recente (anno 2012) della Regione Sardegna, si è fatto riferimento allo studio della Banca d'Italia del giugno 2013 n. 21 "Economie regionali - Economia della Sardegna".

La situazione dell'economia regionale, già non rosea negli anni precedenti, si è ancora più aggravata nel 2012: il prodotto interno lordo (PIL) ha avuto un calo pari al 2,8% a prezzi costanti.

L'attività delle imprese industriali, in contrazione dalla metà del 2011, si è ulteriormente indebolita.

Per l'industria regionale, alle difficoltà congiunturali si sono sommate debolezze più radicate, che limitano la capacità innovativa e la competitività delle produzioni.

Le crescenti difficoltà nel rispondere alle esigenze dei mercati hanno innescato un rapido ridimensionamento del settore, in termini di valore aggiunto, numerosità di imprese e addetti; i dati degli archivi sui bilanci segnalano l'aumento significativo della frequenza delle procedure fallimentari dall'inizio della crisi.

La produzione nelle costruzioni è ulteriormente diminuita, soprattutto a causa della progressiva flessione della domanda di immobili residenziali e del calo degli investimenti pubblici.

Nei servizi, l'accentuata diminuzione dei consumi ha inciso negativamente sui risultati delle attività del commercio e di quelle turistiche; in quest'ultimo comparto, all'ulteriore forte contrazione della domanda turistica nazionale si è associato nel 2012 un netto calo della componente internazionale.

Per quanto riguarda l'agricoltura, il suo contributo al PIL nell'economia regionale sarda è pari al 3% (cioè marginale).

In termini di trend si segnala che il calo del PIL agricolo nel periodo 2008-2011 è stato del 6,7 % (Figura 11).


FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Tavola a1

Valore aggiunto e PIL per settore di attività economica nel 2011
(milioni di euro e valori percentuali)

SETTORI E VOCI	Valori assoluti (1)	Quota % (1)	Var. % sull'anno precedente (2)			
			2008	2009	2010	2011
Agricoltura, silvicoltura e pesca	908	3,0	-1,0	-3,0	0,6	-3,3
Industria	4.549	15,2	-2,2	-13,9	-4,5	-4,6
<i>Industria in senso stretto</i>	2.828	9,4	-2,8	-17,1	1,8	-4,4
<i>Costruzioni</i>	1.722	5,7	-1,1	-8,1	-14,7	-4,9
Servizi	24.505	81,8	1,1	-1,8	1,9	1,7
<i>Commercio (3)</i>	7.597	25,4	1,0	-3,2	3,2	2,3
<i>Attività finanziarie e assicurative (4)</i>	8.011	26,7	0,3	-0,3	..	3,5
<i>Altre attività di servizi (5)</i>	8.896	29,7	1,8	-1,9	2,4	-0,4
Totale valore aggiunto	29.962	100,0	0,3	-4,2	0,7	0,5
PIL	33.638	-	..	-4,7	0,2	0,1
PIL pro capite (euro)	20.071	77,2	2,6	-3,3	1,1	1,8

Fonte: elaborazioni su dati Istat.
(1) Dati in euro correnti. La quota del PIL e del PIL pro capite è calcolata ponendo la media dell'Italia pari a 100. - (2) Valori concatenati, anno di riferimento 2005. - (3) Include commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli; trasporti e magazzinaggio; servizi di alloggio e di ristorazione; servizi di informazione e comunicazione. - (4) Include attività finanziarie e assicurative; attività immobiliari; attività professionali, scientifiche e tecniche; amministrazione e servizi di supporto. - (5) Include Amministrazione pubblica e difesa, assicurazione sociale obbligatoria, istruzione, sanità e assistenza sociale; attività artistiche, di intrattenimento e divertimento; riparazione di beni per la casa e altri servizi.

Figura 11: Valore aggiunto e PIL per settore di attività economica nel 2011 (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)


Infine nella tabella che segue, che riguarda la congiuntura economica dell'industria manifatturiera nell'intero Mezzogiorno, nelle colonne "Livello degli ordini (1) – Totale (2)" e "Livello della produzione (1)" si riscontrano cadute delle attività economiche del - 49 %, valori terribilmente elevati.

Indicatori congiunturali per l'industria manifatturiera – Mezzogiorno
(valori percentuali)

PERIODI	Grado di utilizzazione degli impianti	Livello degli ordini (1)			Livello della produzione (1)	Scorte di prodotti finiti (1)
		Interno	Estero	Totale (2)		
2010	64,3	-35,9	-38,9	-35,5	-33,8	2,6
2011	63,9	-34,4	-31,8	-33,5	-30,9	0,8
2012	61,5	-48,3	-41,7	-47,7	-45,8	-0,8
2011 – 1° trim.	64,7	-34,3	-32,0	-33,0	-30,0	0,3
2° trim.	64,7	-32,0	-25,0	-30,0	-28,3	-0,3
3° trim.	64,0	-32,0	-31,7	-32,0	-28,3	1,0
4° trim.	62,1	-39,3	-38,3	-39,0	-37,0	2,0
2012 – 1° trim.	61,8	-44,7	-46,7	-44,0	-42,7	1,3
2° trim.	62,0	-47,0	-43,7	-46,7	-45,0	-2,3
3° trim.	62,1	-50,7	-36,7	-49,7	-47,7	-1,0
4° trim.	59,9	-50,7	-39,7	-50,3	-48,0	-1,0
2013 – 1° trim.	59,1	-50,7	-40,0	-49,7	-49,0	-2,0

Fonte: elaborazioni su dati Istat.
(1) Saldi fra la quota delle risposte positive ("alto" o "superiore al normale", a seconda dei casi) e negative ("basso" o "inferiore al normale" e, nel caso delle scorte, "nullo") fornite dagli operatori intervistati. Dati destagionalizzati. - (2) Le serie dei saldi degli ordini (sull'interno, sull'estero e totali) non sono confrontabili, in quanto riflettono differenti metodologie di rilevazione, ponderazione e aggregazione.

Figura 12: Indicatori congiunturali per l'industria manifatturiera nel Mezzogiorno (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)

FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

Aspetti occupazionali

Il quadro congiunturale ha ovviamente inciso sulle condizioni occupazionali.

Il marcato calo degli addetti nei settori industriale e delle costruzioni non è stato compensato dall'espansione registrata nei servizi, anche nel 2012 è proseguita la crescita dell'utilizzo della Cassa integrazione guadagni.

Il tasso di disoccupazione è aumentato in misura sostenuta, in particolare per i giovani con meno di 35 anni.

Negli anni della crisi si è intensificato il ricorso alle forme contrattuali più flessibili, che sono state utilizzate in modo crescente soprattutto per l'assunzione dei giovani e delle donne.

Negli stessi anni, le retribuzioni orarie dei lavoratori dipendenti in regione sono rimaste su un livello inferiore a quello nazionale.

Da un articolo della testata **UnioneSarda.it** del 29 novembre 2013, scritto da Emanuela Zoncu, intitolato "Luglio-Settembre, disoccupazione record - in Sardegna il lavoro è una ferita aperta" si legge:

"L'occupazione non esce dal tunnel. In Sardegna, da luglio a settembre di quest'anno, rispetto allo stesso periodo del 2012, crescono gli "scoraggiati". Diminuiscono i disoccupati, ma allo stesso tempo scende anche il numero degli occupati.

[...]

I GIOVANI NELL'ISOLA - In mancanza di una fotografia sarda mensile e trimestrale sui giovani (l'Istat in questo caso non fornisce la fotografia regionale), è utile ricordare, in base agli ultimi dati disponibili, che in Sardegna è vera emergenza. Solo 3 su 10 (tra i 15 e i 29 anni) lavorano e ben 3 su 10 non cercano una occupazione perché convinti di non trovarla: sono i cosiddetti "Neet", fotografati, insieme a tutte le forze lavoro nell'Isola, in un dossier del Centro Studi L'Unione Sarda dal titolo "Viaggio virtuale in Sardegna: la popolazione, il territorio, il tessuto produttivo e le potenzialità di sviluppo". E' il mondo degli under 30 sardo, in continua emergenza. [...]"

Come si apprende dall'articolo, quindi, il 70% dei giovani in Sardegna è disoccupato.

Lo stesso studio di Banca d'Italia, sopra nominato, riporta anche i dati della disoccupazione e del numero di ore relative alla Cassa Integrazione, fra cui, mostruosa, la crescita di quella in deroga.

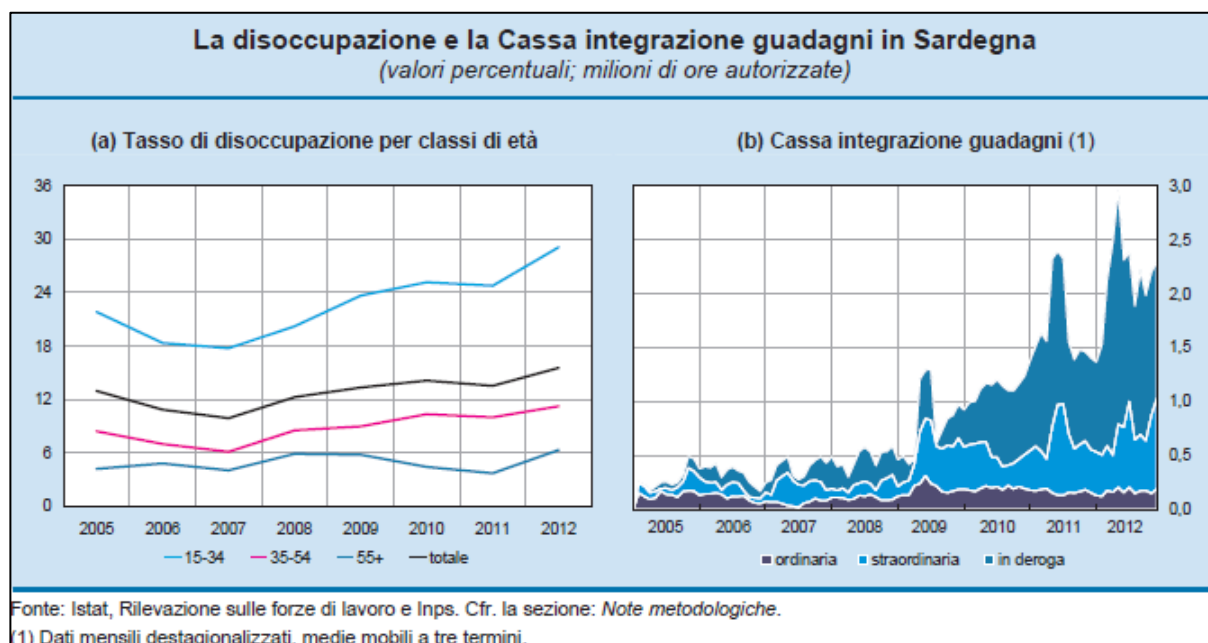


Figura 13: Dati relativi alla disoccupazione e alla Cassa integrazione guadagni in Sardegna (tratto da "Economie regionali - L'economia della Sardegna" redatto dalla Banca d'Italia nel giugno 2013)

Il mercato del lavoro in provincia di Cagliari è suddiviso come segue, i valori sono ben diversi dalle medie nazionali, descritti a fianco.

	SARDEGNA	ITALIA (media nazionale)
SERVIZI	81%	67,6%
INDUSTRIA	8,1%	20%
COSTRUZIONI	7,9%	8,4%
AGRICOLTURA	3%	3,9%

Figura 14: Percentuali di lavoratori impiegati nei vari settori (Sardegna-Italia)

Per quanto riguarda l'occupazione, il numero di lavoratori impegnati sale tra il 2010 e il 2011 di quasi 2,5 mila unità, passando da 204,6 mila a 207,1 mila.

È opportuno precisare che l'aumento del numero di occupati è in parte riconducibile, in particolare per l'industria, al crescente ricorso alla Cassa Integrazione Guadagni che registra in provincia di Cagliari un sensibile aumento (si ricorda a tal proposito che i lavoratori in CIG vengono conteggiati nelle statistiche ufficiali tra gli occupati).

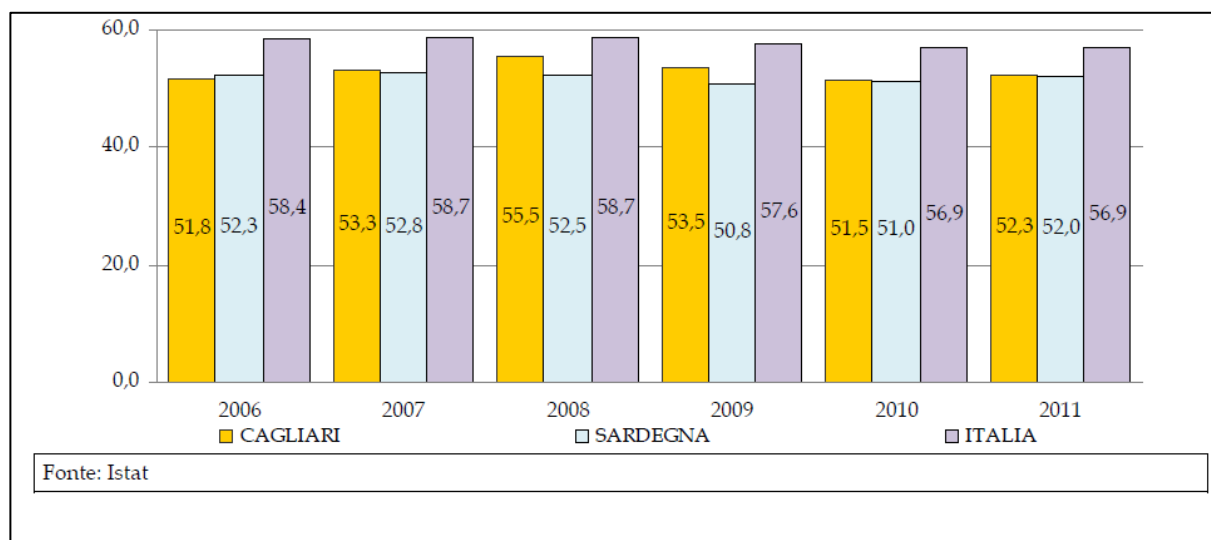


Figura 15: Tasso di occupazione in provincia di Cagliari, in Sardegna e in Italia (valori percentuali: anni 2006-2011)

Nonostante l'aumento del numero di occupati si registra un incremento della disoccupazione, per effetto della difficoltà del sistema produttivo ad assorbire tutto l'aumento della forza lavoro.

In valori assoluti, il numero dei disoccupati sale nel corso dell'ultimo anno di 2,7 mila unità, passando da 28,8 mila a 31,5 mila.

A seguito di tale andamento, il relativo tasso sale al 13,2%, raggiungendo il valore più alto dell'ultimo quinquennio, valore che risulta analogo tra le due componenti del mercato del lavoro, confermando la presenza di un sistema che non sembra effettuare discriminazioni di genere.

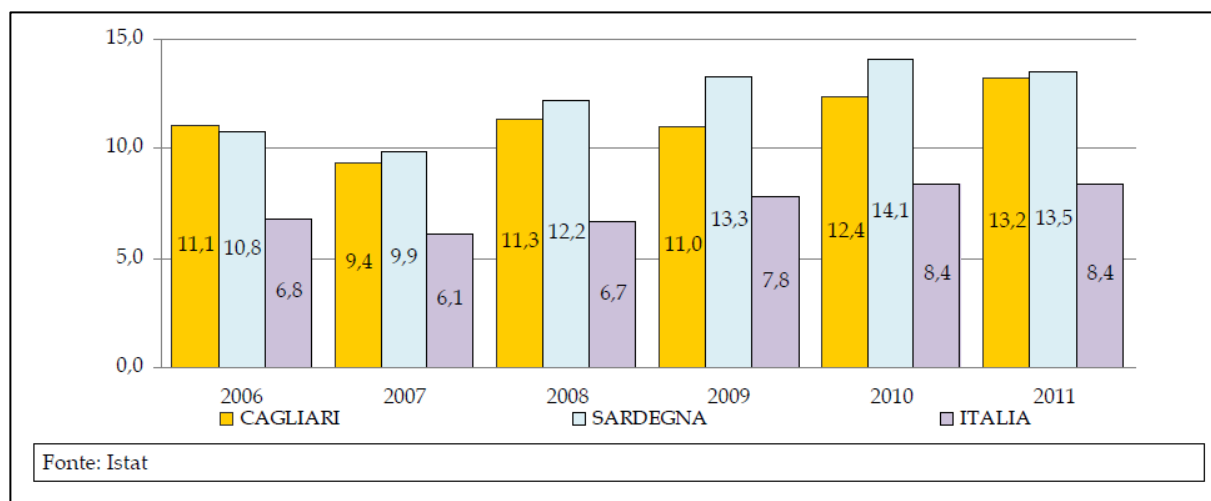



Figura 16: Tasso di disoccupazione in provincia di Cagliari, in Sardegna e in Italia (valori percentuali anni 2006-2011)

All'interno del mercato del lavoro un indicatore che si sta diffondendo è il tasso NEET, costituito


FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

dalla percentuale d'individui che non è impegnato in attività d'istruzione, formazione, lavoro o in altre attività a queste assimilabili, e che non stanno cercando un'occupazione.

Tale indicatore, particolarmente elevato tra i giovani, è l'acronimo inglese di *"Not in Education, Employment or Training"*, ed esprime un elemento di criticità del mercato del lavoro.

Nella provincia di Cagliari il tasso NEET per la componente giovanile (15-29 anni) risulta particolarmente elevata (25,7%), mettendo in luce la difficoltà del sistema economico provinciale di facilitare il passaggio dai percorsi di istruzione all'inserimento nel mercato del lavoro.

La presenza di un valore elevato è tuttavia un fenomeno diffuso sull'intero territorio nazionale (22,1%) con tassi di incidenza che variano tra il 9,9% di Bolzano e il 38,5% di Napoli.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.2. ESTERNALITÀ AMBIENTALI

3.1.2.1. Esternalità Ambientali Negative

L'internalizzazione dei costi esterni, o esternalità, all'interno dei costi di produzione dell'energia, anche da fonte rinnovabile, viene considerato un efficiente strumento decisionale e di analisi nell'ottica di riduzione degli impatti ambientali connessi con la crescente richiesta ed uso delle risorse energetiche.

L'approccio di aggregare ai costi di produzione i costi esterni, ovvero i costi ambientali intesi come i costi delle misure necessarie a neutralizzare gli eventuali effetti ambientali negativi, permette di creare indicatori comparativi, economici ed ambientali, per diverse tecnologie o per diverse alternative progettuali; la quantificazione delle esternalità può fornire, quindi, indicazioni in termini di danni/benefici, di trade-off e di ranking fra diverse alternative progettuali, nonché sui costi imposti alla società derivanti dalle attività di produzione di energia.

Il concetto di esternalità, mutuabile dalle scienze economiche, si riferisce a quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato dell'infrastruttura che si costruisce o del suo prodotto e pertanto non ricadono direttamente sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società: nell'accezione considerata, si tratta di esternalità negative.


I primi studi incentrati sulla valutazione economica delle esternalità ambientali risalgono alla seconda metà dell'Ottocento, anche se l'applicazione empirica delle varie metodologie è stata riscoperta di recente.

Uno dei metodi più utilizzati in letteratura per la valutazione delle esternalità negative è quello del prezzo edonico, che consiste nell'individuare, con tecniche econometriche, il peso che la caratteristica "qualità dell'ambiente" ha sul prezzo di un bene scambiato sul mercato, partendo dall'osservazione che alcuni beni scambiati sul mercato possiedono importanti caratteristiche ambientali (ad esempio, una casa può essere localizzata in un luogo più o meno rumoroso o inquinato) e che le caratteristiche ambientali stesse concorrono a determinarne il prezzo.

Le applicazioni più comuni riguardano il rumore, la qualità dell'aria e la sicurezza e il bene scambiato sul mercato è rappresentato solitamente da un immobile.

È facilmente comprensibile che per poter utilizzare il metodo del prezzo edonico è necessario disporre o di una serie storica di dati relativi agli scambi immobiliari che permetta di verificare l'eventuale relazione tra variazione nel prezzo di mercato negli immobili e cambiamento nelle condizioni ambientali o di dati longitudinali che permettano di confrontare il prezzo di immobili identici ma localizzati in zone con qualità ambientale differente.

Nel caso specifico della valutazione delle esternalità dell'impianto solare termodinamico "Flumini Mannu" non risulta possibile applicare il metodo del prezzo edonico, in quanto non sono presenti

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

impatti significativi quantificabili come emissioni odorigene, inquinamento in atmosfera o rumore, che possono comportare una svalutazione degli immobili presenti nei dintorni dell'area di impianto. L'impatto più rilevante è quello visivo, ed è stato mitigato mediante opere di sistemazione a verde, e barriere visive di alberi ed arbusti. Inoltre, visto che nella zona circostante l'impianto sono presenti solo poche abitazioni isolate e considerato che il mercato immobiliare è in profonda crisi, specie nelle aree rurali remote come quella in oggetto, l'analisi delle esternalità negative dell'impianto secondo il metodo edonistico risulta pragmaticamente inapplicabile.

Il metodo fin qui presentato non è adeguato ad una esaustiva valutazione delle esternalità negative associate ai sistemi di produzione di energia.


A livello europeo nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy) con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa.

Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia confrontandoli con varie tipologie di combustibili e tecnologie.

I dati del progetto ExternE sono aggiornati al 2005; tuttavia vi sono altri progetti di ricerca che stimano i costi esterni delle fonti di energia, utilizzando la stessa metodologia ExternE.

Uno di questi, che offre dati aggiornati al 2008, è il progetto *CASES N° 518294 SES6* (Cost Assessment of Sustainable Energy System).

Una sintesi dei costi indicati nel progetto appena citato è schematizzata nella tabella seguente.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Costi (€cent/kWh)	Solare termodinamico (collettori parabolici)	Solare fotovoltaico a terra	Eolico	Biomasse	Turbogas	Carbone	Nucleare
	2005-10	2005-10	2005-10	2005-10	2005-10	2005-10	2005-10
<i>Salute dell'uomo</i>	0.0918	0.6576	0.0755	1.5553	0.6339	0.8353	0.1552
<i>Ambiente (perdita di biodiversità, colture, materiali)</i>	0.0080	0.0495	0.0057	0.3156	0.1083	0.1048	0.0136
<i>Radionuclidi</i>	0.0000	0.0003	0.0001	0.0003	0.0000	0.0001	0.0024
<i>Gas ad effetto serra</i>	0.0204	0.1805	0.0212	0.1462	1.3423	1.7562	0.0428
Totale esternalità negative	0.1202	0.8880	0.1025	2.0174	2.0845	2.6964	0.2141

Tabella 3: Stima del costo delle esternalità ambientali negative di varie fonti di energia (Fonte: Progetto CASES N° 518294 SES6)


Le voci di costo contenute nella tabella precedente non sono esaustive di tutte le esternalità negative del solare termodinamico, così come per le altre fonti di energia rinnovabile, per le quali sarebbe opportuno includere anche i costi relativi all'occupazione di suolo, all'impatto visivo, agli effetti sulla flora e fauna.

Poiché questi effetti indesiderati hanno sostanzialmente luogo su scala locale, diventa impossibile monetizzarli per includerli in una stima del costo totale dell'energia prodotta da ogni singola fonte.

In ogni caso, dalla

Tabella 3 si evince come il solare termodinamico rappresenti, tra le fonti energetiche considerate, una delle soluzioni più economiche dal punto di vista delle esternalità ambientali (solo l'eolico presenta costi inferiori).

Il termodinamico risulta vantaggioso anche con riferimento al fotovoltaico e alle biomasse, dovendo affrontare, queste ultime fonti, alcune particolari problematiche tecnologiche, all'interno dei loro settori di riferimento, che causano un maggior costo delle esternalità negative del kWh prodotto.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.2.2. Esternalità Ambientali Positive

Le esternalità positive generate dalla realizzazione dell'impianto solare termodinamico in oggetto sono principalmente rappresentate dalle ricadute occupazionali e dall'incremento del PIL.

Per fare una valutazione realistica di questi due aspetti, è stata analizzata la situazione in 2 Paesi in cui si è avuto nell'ultimo decennio un' importantissimo sviluppo del CSP: gli Stati Uniti d'America e la Spagna.

Il caso americano

Sul tema del CSP gli Stati Uniti sono il Paese che ha investito per primo, a partire dagli anni 80, costruendo una serie di impianti sperimentali e di messa a punto della tecnologia chiamati SEGS (Solar Electric Generating Stations) nel deserto di Mojave, in California, per una potenza totale di 345 MW, ancora in funzione.

La stessa tecnologia si è poi sviluppata anche nel Nevada, dove in questo momento sono in funzione alcuni dei CSP di maggiori dimensioni esistenti al mondo (ad esempio Nevada Solar One da 75 MW e Ivanpah da 370 MW), nello Utah ed anche in altri stati del Sud-Ovest americano.


Parallelamente, nel corso degli anni, NREL (National Renewable Energy Laboratory), SANDIA, Argonne Laboratories ed altri hanno condotto una serie di studi su vari argomenti riguardanti sia la tecnologia, sia i costi ed i metodi di manutenzione, sia i consumi di acqua e di altre risorse che impattano sull'ecosistema, nell'ottica della loro minimizzazione.

E' stato anche valutato in modo approfondito l'impatto socio-economico di tali iniziative con particolare riguardo alla crescita del PIL (Prodotto Interno Lordo), dell'occupazione e dei redditi personali.

In particolare, ai fini della presente trattazione, rileva uno studio effettuato da NREL concluso nel Febbraio del 2004 dal titolo "The Potential Economic Impact of Constructing and Operating Solar Power Generation Facilities in Nevada", che utilizza un modello econometrico chiamato "REMI".

In estrema sintesi, il modello "REMI", fra i più accreditati nella comunità accademica e del business, permette di correlare e far interagire fra di loro dinamicamente, utilizzando centinaia di equazioni (fra cui il moltiplicatore keynesiano dell'economia), molteplici parametri, quali la domanda di lavoro e di capitali, il livello della popolazione e l'offerta di lavoro, i salari, gli stipendi, i prezzi, il livello degli investimenti produttivi, i costi delle materie prime, i profitti delle imprese, etc. simulandone il comportamento, per arrivare a fare previsioni piuttosto accurate e credibili sull'evoluzione macro-economica di un intero sistema.

In conclusione, gli impatti economici previsti sono basati su complessi, ma statisticamente accurati, modelli delle economie del Nevada e degli Stati Uniti.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

In particolare "REMI" è molto efficiente nella determinazione degli impatti sul PIL e sull'occupazione degli investimenti in grandi infrastrutture.

E' stato perciò utilizzato per prevedere quale impatto sul PIL e sull'occupazione dello stato del Nevada poteva avere la costruzione di centrali di generazione elettrica di tipo CSP.

Essendo impossibile alla data dello studio (Febbraio 2004) conoscere variabili quali il livello di investimento previsto nei decenni successivi in capacità di generazione di CSP nello Stato, dipendente da variabili quali la politica energetica, i prezzi internazionali dell'energia, la tecnologia disponibile, i suoi costi futuri ed un insieme di altre incognite, l'analisi è stata condotta ipotizzando tre scenari di investimento di base: A, B, C.

Gli scenari sono stati costruiti prendendo come ipotesi minima di investimento la costruzione e la messa in esercizio operativo di un impianto CSP "campione" da 100 MW elettrici, variandone poi il numero ed analizzandone le conseguenze secondo la logica che segue:

- Scenario A 1 CSP da 100 MW elettrici;
- Scenario B 10 CSP da 100 MW elettrici per un totale di 1.000 MWe;
- Scenario C 3 CSP da 100 MW elettrici per un totale di 300 MWe.

Per ognuno dei 3 scenari descritti, vengono calcolati gli impatti economici in termini di Prodotto interno Lordo (PIL) ed occupazione nelle maggiori industrie della filiera ed in quelle relative alle attività collegate e gli impatti fiscali relativi.

L'impatto economico dell'iniziativa è scomposto in:


- 1) Impatti diretti collegati alla costruzione degli impianti;
- 2) Impatti indiretti derivanti dalla stimolazione della attività economica secondaria nel Paese;
- 3) Effetti economici indotti derivanti dalla crescita dei redditi e dei consumi dei residenti nel Paese.

L'analisi dei costi è stata fatta in dollari americani ed i costi esposti per le varie voci sono tratti da un documento dal titolo "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts" messo a disposizione dal Sargent & Lundy Consulting Group.


Informazioni sintetiche relative ai 3 scenari

Scenario A: 1 impianto da 100 MW elettrici

Costo impianto	488.000.000 \$
Inizio costruzione	2004
Durata costruzione impianto	3 anni

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Posti di lavoro diretti medi creati nei 3 anni durante la costruzione dell'impianto		817
Posti di lavoro indiretti, o indotti, medi creati dall'attività di costruzione dell'impianto		1.570
Posti di lavoro totali creati nel triennio:	2004	2.550
	2005	2.400
	2006	2.222
Moltiplicatore di impiego		2,9
Posti di lavoro diretti + indiretti creati nella fase di esercizio (2007 – 2035)		140 (moltiplicatore 3,1)
Redditi personali complessivi determinati dall'iniziativa (costruzione + esercizio)		1.150.000.000 \$
Crescita del PIL complessivo 2004 – 2035		1.140.000.000 \$


FLUMINI MANNU	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

Scenario B: 10 impianti da 100 MW elettrici in un periodo di 11 anni per un totale di 1.000


MW

(Lo studio considera che i costi di costruzione scenderanno man mano che gli ingegneri, i project manager e gli installatori familiarizzeranno con l'installazione e la costruzione degli impianti; affermazione vera per molte nuove tecnologie. Inoltre le economie di scala nella filiera avranno l'effetto di ridurre i costi di produzione degli impianti. Stime ingegneristiche collocano i risparmi di costi negli impianti successivi al primo fra il 10% ed il 20%. Per il nostro modello assumiamo un valore prudenziale di calo del 10% ma permettiamo ai costi di base di crescere ad un ritmo pari a quello dell'inflazione generale US. Il risultato finale derivante da queste dinamiche contrapposte è stimato essere un calo complessivo dei costi di costruzione di ogni impianto del 7-8%.)

Costo impianto (investimento totale previsto in 11 anni)	3.450.000.000 \$		
Inizio costruzione	2004		
Fine costruzione 10° impianto	2014		
Durata costruzione di ogni impianto	2 anni; per i successivi 9 anni (dopo il 2004) si ipotizza di costruire 1 impianto / anno		
Posti di lavoro creati negli 11 anni di costruzione:			
	Diretti	Indiretti	Totali
2004	1.230	2.600	3.830
2005	2.283	4.657	6.940
2006	2.049	4.061	6.110
2007	1.840	3.510	5.350
2008	1.651	3.089	4.740
2009	1.485	2.765	4.250
2010	1.336	2.554	3.890
2011	1.203	2.447	3.650
2012	1.085	2.415	3.500
2013	979	2.451	3.430
2014	502	1.758	2.260
Moltiplicatore di impiego	3		
Posti di lavoro creati nella fase di esercizio:			
2006	46	138	

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	


2007	92	276
2008	138	414
2009	184	552
2010	229	687
2011	275	825
2012	321	963
2013	367	1.101
2014	413	1.239
<p>Dal 2015 in avanti per la manutenzione e gestione delle centrali saranno sufficienti 459 posti di lavoro diretti / anno.</p> <p>I posti totali, considerando il moltiplicatore, saranno 1.377.</p> <p>Dal 2015 al 2035 per la manutenzione e gestione del parco centrali CSP ed attività indotte saranno necessari complessivamente una media di circa 1.800 posti di lavoro annui.</p>		
Redditi personali complessivi determinati dall'iniziativa (costruzione + esercizio)		9.370.000.000 \$
Crescita del PIL complessivo 2004 – 2035		9.850.000.000 \$

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Scenario C: costruzione di 3 impianti da 100 MW elettrici

(Si assume che l'apprendimento e le economie di scala nello scenario C contribuisca alla riduzione dei costi di costruzione come nello scenario B con una riduzione dei costi di capitale e di lavoro di circa il 10% per ogni impianto costruito.)

Costo impianti	1.348.000.000 \$		
Inizio costruzione	2004		
Un nuovo impianto viene costruito ogni anno nel 2004, 2005, 2006.			
Fine costruzione 3° impianto	2007		
Entrata in esercizio 3° impianto	2008		
Durata costruzione di ogni impianto	2 anni		
Posti di lavoro creati nei 4 anni di costruzione:			
	Diretti	Indiretti	Totali
2004	1.225	2.607	3.832
2005	2.451	4.487	6.938
2006	2.451	3.649	6.100
2007	1.226	1.453	2.679
Moltiplicatore di impiego	3		
Posti di lavoro creati nella fase di esercizio (2006-2035):			
	Diretti	Totali	
2004	0	0	
2005	0	0	
2006	46	138	
2007	92	276	
2008	138	414	
2009-2035		414	
Moltiplicatore	3		
Redditi personali complessivi determinati dall'iniziativa (costruzione + esercizio)	3.400.000.000 \$		
Crescita del PIL complessivo 2004 – 2035	3.500.000.000 \$		

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Approfondimento dello scenario "A"

Di seguito si descrive in maggiore dettaglio gli impatti economici derivanti dalla costruzione di una singola centrale di generazione elettrica di tipo CSP da 100 MWe in Nevada.

Si ipotizza che le spese di costruzione, di gestione operativa e di manutenzione corrispondano ad un impianto che inizia, nel 2004, un ciclo di costruzione della durata di 3 anni.

La tabella che segue mostra i costi di costruzione divisi in capitale impiegato e costo del lavoro per le più importanti componenti del progetto.

Sono stati aggiunti dei costi collegati a possibili errori di previsione o a problemi e imprevisti (contingency).


In sintesi, in questo scenario, il costo del lavoro sarebbe di 107 milioni di dollari ed i costi di capitale sarebbero di 344 milioni di dollari; considerando i costi di EPC (Engineering Project Management and Construction) che la Sargent & Lundy stima in un + 7,3% dei 451 milioni di dollari di costi di capitale e lavoro, si arriva a 485.594.000 \$ cui va aggiunto un costo atteso del terreno di 1.854.000 \$. In totale circa 488.000.000 \$.

Nella tabella che segue il dettaglio dei costi in migliaia di dollari.

Sono stati considerati anche gli imprevisti in percentuali variabili a seconda del tipo di attività.

CATEGORIA	Equip.	Lavoro	Totale	Imprevisti	Tot. Adj	Tot. Cap.	Tot. Lav.
Strutture	0	7.243	7.243	20,00%	8.692	0	8.692
Sistema dei collettori solari	205.509	42.529	248.038	5%	260.440	215.785	44.655
Sistema di stoccaggio termico olio	74.296	21.511	95.807	10%	105.388	81.725	23.663
Sistema gen vapore	8.570	2.742	11.313	10%	12.444	9.427	3.017
Sistemi aux. Riscaldamento	0	0	0	10%	0	0	0
EPGS	24.371	12.342	36.713	10%	40.384	26.808	13.577

Engineering & Project Man.					32.911		
Costo della terra					1.854		

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>		
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>		

Collaudo finale impianto	9.142	12.206	21.346	10%	23.481	10.054	13.427
TOTALE COSTI DIRETTI	321.888	98.573	420.460		485.594	343.799	107.031

Il costo del lavoro è calcolato trasformando tutte le ore spese per la costruzione, in giorni uomo impiegati full-time (FTE).

Si è ipotizzato che la costruzione dell'impianto sia iniziata nell'anno 1, sia proseguita negli anni 2 e 3 ed infine l'impianto sia entrato in esercizio nell'anno 4.

Anche i costi di gestione e di manutenzione sono presi dal rapporto elaborato dalla società di consulenza Sargent & Lundy.

Costi di manutenzione e gestione per una centrale CSP da 100 MW elettrici a collettori solari


Secondo lo studio sopra citato, l'impianto verrà gestito da uno staff amministrativo di 7 persone e da un gruppo di 38 tecnici.

Il costo del lavoro medio considerato per il personale amministrativo è 45.000 \$, mentre quello per il personale tecnico è di 66.000 \$.

I costi totali annuali per il personale amministrativo sono di 314.000 \$ cui si aggiungono i costi del personale tecnico che annualmente pesano per 2.496.000 \$.

I costi di capitale spesi per le operazioni di manutenzione e gestione sono stimati in 5.472.000 di \$ annui e, nell'ipotesi considerata, inizieranno nel 2006 e dureranno fino al 2035, con una dinamica di crescita pari a quella dell'inflazione media annua prevista nello Stato.

Complessivamente il corretto funzionamento della centrale costerebbe circa 8.282.000 \$ annui.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Impatto Economico

Gli impatti economici sullo stato del Nevada derivanti dalla costruzione, manutenzione e gestione di una centrale CSP da 100 MWe sono i seguenti:

1. Occupazione

L'impatto maggiore sull'occupazione si ha durante la fase di costruzione.

Nel primo anno sono stati creati 2.550 posti di lavoro sia direttamente che indirettamente come risultato dell'attività economica che viene indotta dalla attività di costruzione.

Il numero di occupati cala di poco nel secondo anno di costruzione (2.400 posti cdi lavoro), ed infine risulta di 2.222 posti di lavori nel terzo anno.

Ogni anno 817 persone sono impiegate direttamente nella costruzione dell'impianto.

Le attività indirette e indotte dalla costruzione (filiera industriale) danno origine ad un totale di ulteriori 1.570 posti di lavoro suggerendo un fattore di moltiplicazione pari a 2,9.

Il termine della fase di costruzione dell'impianto, con il forte calo dell'occupazione diretta che ne consegue, induce una perdita di posti di lavoro sia diretti sia indiretti, cioè collocati in quelle aziende fornitrici che alimentavano i lavoratori diretti, come si vede nelle figure che seguono.

Ovviamente, come è logico aspettarsi, l'occupazione durante la fase di manutenzione e gestione è significativamente minore rispetto alla fase di costruzione.

L'occupazione complessiva si stabilizza a circa 140 posti di lavoro annui.

Poiché 45 posti di lavoro sono "diretti", cioè impiegati dentro la centrale CSP per mandare avanti le attività amministrative e di gestione operativa, il moltiplicatore di impiego in questo caso è di circa 3,1.

2. Redditi delle persone

Il volume delle attività di costruzione dal 2004 al 2006 è tale che gli impatti sui redditi personali sono al massimo durante la fase di costruzione dell'impianto; tali redditi sono in media di 140 milioni di dollari negli anni 2004 / 2005 / 2006.

Il valore di tali redditi cade in modo considerevole nella fase di gestione operativa dell'impianto a causa del calo del numero complessivo degli occupati.

Comunque, i redditi personali rimangono in territorio positivo anche dopo la fine della fase di costruzione dell'impianto, scendendo però da circa 143 milioni a 29 milioni di dollari su base annua.

Si può considerare una media di redditi personali di circa 30 milioni di dollari l'anno come previsione media per lo stato durante tutta la fase operativa (2007 - 2035).

Per lo Stato del Nevada il complesso dei redditi personali attribuibili alla fase di costruzione dell'impianto (2004 - 2005 - 2006) ed alla fase di gestione operativa e manutenzione (2007 - 2035) è stimato in circa 1,15 miliardi di dollari.

Nella figura sottostante si vede la curva di andamento dell'occupazione collegata alla costruzione, manutenzione e gestione dell'impianto da 100 MW elettrici.

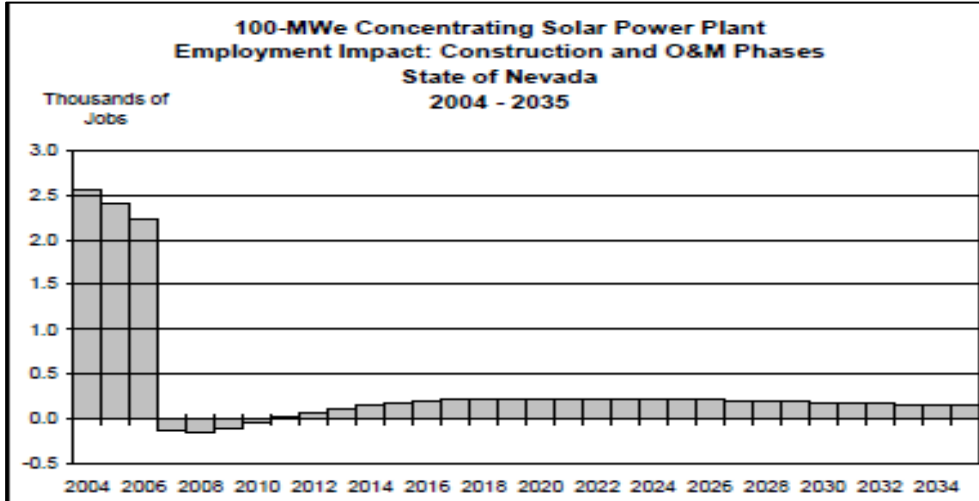



Figura 17: Andamento dell'occupazione collegata alla costruzione, manutenzione e gestione dell'impianto CSP da 100 MWe

Year	Employment (Thous)	Personal Income (Bil Nominal \$)	GSP (Bil Nominal \$)
2004	2.55	0.125	0.165
2005	2.40	0.138	0.162
2006	2.22	0.143	0.155
2007	-0.12	0.029	0.007
2008	-0.14	0.017	0.004
2009	-0.10	0.013	0.005
2010	-0.04	0.012	0.008
2011	0.02	0.012	0.011
2012	0.07	0.014	0.014
2013	0.11	0.015	0.017
2014	0.15	0.018	0.019
2015	0.18	0.020	0.022
2016	0.20	0.022	0.023
2017	0.21	0.023	0.025
2018	0.22	0.024	0.026
2019	0.22	0.025	0.026
2020	0.23	0.026	0.027
2021	0.23	0.026	0.027
2022	0.23	0.026	0.028
2023	0.22	0.027	0.028
2024	0.22	0.027	0.028
2025	0.22	0.028	0.028
2026	0.21	0.029	0.028
2027	0.21	0.030	0.029
2028	0.20	0.031	0.029
2029	0.19	0.032	0.029
2030	0.19	0.033	0.029
2031	0.18	0.034	0.029
2032	0.17	0.035	0.029
2033	0.17	0.037	0.029
2034	0.16	0.038	0.029
2035	0.15	0.039	0.029

Figura 18: Prodotto interno lordo generato dalla costruzione e gestione dell'impianto CSP da 100 MWe

3. Prodotto Interno Lordo (PIL) generato nello stato del Nevada

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Rispecchiando esattamente l'andamento dei redditi personali, la fase di costruzione dell'impianto determina il più alto impatto in termini di PIL.

Nel primo anno di costruzione dell'impianto si generano circa 160 milioni di dollari di PIL sia direttamente che indirettamente; anche nei 2 anni successivi non ci si discosta molto da tale valore, come si può vedere nell'ultima colonna della tabella sopra (Figura 18 GSP Bil \$) alle prime tre righe.

La fine della fase di costruzione dell'impianto determina, come ovvio, una marcata caduta dell'occupazione, dei redditi personali e del PIL.

Il PIL cala da 155 milioni di dollari nel 2006 a 7 milioni di dollari nel 2007.

L'impatto poi cresce stabilmente fino al valore di 29 milioni di dollari anno fino al 2027 e resta costante fino al 2035.

L'impatto in termini di PIL medio annuo della costruzione dell'impianto è di circa 22,7 milioni di dollari durante tutta la fase operativa.

Complessivamente il PIL del Nevada viene incrementato di circa 1,14 miliardi di dollari come si vede nella figura sottostante.

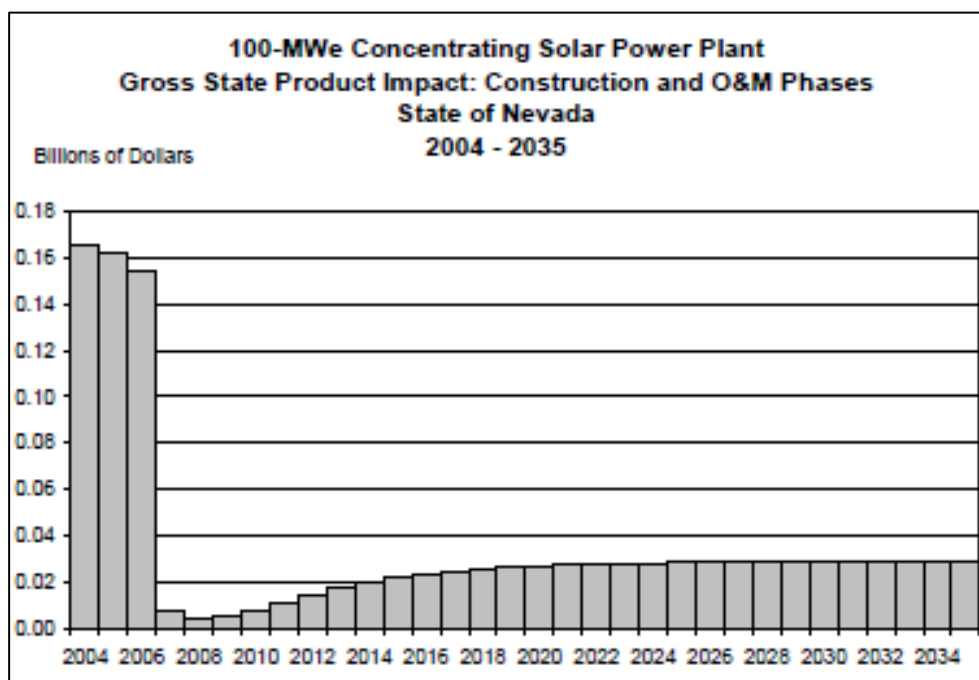



Figura 19: Impatto indotto dalla centrale CSP da 100 MWe sul PIL dello stato del Nevada

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Il Caso Spagnolo

Nel triennio 2008-2010, il solare termodinamico in Spagna è cresciuto in modo significativo.

Il suo peso, all'interno del mix rinnovabili, è diventato rilevante e ancor più il suo impatto sull'economia, la società, l'ambiente, l'energia e la riduzione della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento dei combustibili fossili.

La società *Deloitte* ha effettuato un studio per *Protermosolar*, l'associazione nazionale spagnola dell'industria del solare termodinamico, per valutare qualitativamente e quantitativamente le principali variabili macroeconomiche derivanti dalla sviluppo di questa tecnologia in Spagna dal 2008 al 2010, e prevedere il suo possibile impatto futuro.

I principali risultati emersi da questo studio sono riportati nei paragrafi successivi.

Impatto Macroeconomico dell'Industria del Solare Termodinamico in Spagna


Definizione dell'impatto diretto e indiretto

La progettazione, l'appalto, la costruzione e la gestione di centrali elettriche CSP coinvolge un gran numero di addetti, che pur essendo specificatamente dedicati a questo settore, possono produrre anche un ulteriore impatto sul resto dell'economia che viene indirettamente coinvolta.

In questo studio, l'impatto diretto è stato definito come la quantificazione delle attività di aziende che producono e forniscono beni specifici e/o servizi per l'industria.

Le attività incluse in questa sezione sono state:

- progettazione di impianti e attività di ricerca e sviluppo;
- società di progettazione;
- studi preliminari: affidabilità tecnica, stime di impatto ambientale, economico e finanziario;
- servizi di ingegneria, gestione del sito, sicurezza, salute e qualità;
- fabbricazione di componenti e attrezzature specifiche:
 - campo solare: strutture di supporto, inseguitori, specchi, tubi, fluido termovettore;
 - turbina e alternatore;
 - altri impianti, attrezzature e/o materiali: torre di raffreddamento, caldaia ausiliaria, generatore di vapore, pompe idrauliche, batteria, condensatore, circuiti, sistemi di stoccaggio;
- strumentazione e controllo;
- lavori di ingegneria civile: preparazione del sito, fondazioni, canalizzazioni, approvvigionamento idrico, edifici;
- assemblaggio impianti e messa in esercizio;
- connessione alla rete elettrica nazionale: linee elettriche, sottostazioni, ecc.;
- vendita di energia elettrica;

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

- gestione e manutenzione impianto;
- altro: permessi e licenze, imposte e tasse.

Al contrario, l'impatto indiretto comprende tutte quelle attività coinvolte nella fornitura di beni e/o servizi per le attività economiche di cui sopra.

Contributo al PIL nella fase di costruzione

Sono stati calcolati gli investimenti realizzati a livello nazionale negli impianti CSP, e questi sono stati ripartiti tra gli acquisti in ambito nazionale o non.

Secondo i dati raccolti per gli impianti costruiti nel triennio 2008-2010, la percentuale d'investimento che interessava industrie nazionali è andato via via crescendo negli anni e ha raggiunto oltre il 70% nel 2010.

Allo stato attuale, tranne che per la turbina, e alcuni fluidi e componenti molto minori, la grande maggioranza della catena del valore può essere fabbricata completamente in Spagna.

Per quanto riguarda il futuro, questo è un aspetto molto importante, in quanto la Spagna dovrebbe approfittare della sua posizione per creare un settore ausiliario in grado di innovare componenti ed apparecchiature, oltre che i sistemi, per consolidare la sua posizione di leadership in questa tecnologia.

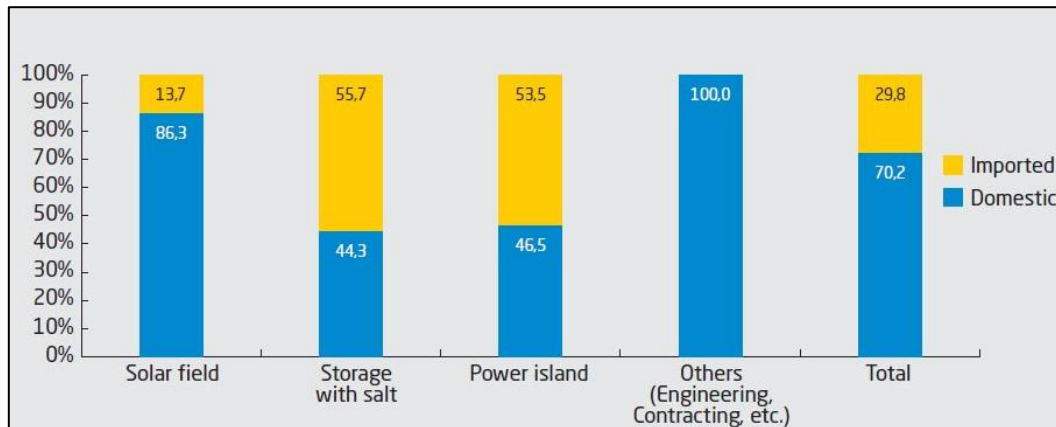


Figura 20: Percentuale dettagliata di investimento che rimane in Spagna per un impianto con stoccaggio

Considerando una suddivisione per settore merceologico, si osserva che il contributo del PIL si è concentrato sulle industrie come la fabbricazione di prodotti in metallo, fabbricazione di vetro e metallurgia, oltre che su quelli che sono stati più pesantemente colpiti dalla crisi economica in Spagna, come ad esempio la costruzione e l'assemblaggio.

In questo contesto, l'industria del CSP ha contribuito in modo significativo ad alleviare la riduzione di attività registrata in questi settori, contribuendo a rivalutare l'economia, e a generare occupazione.

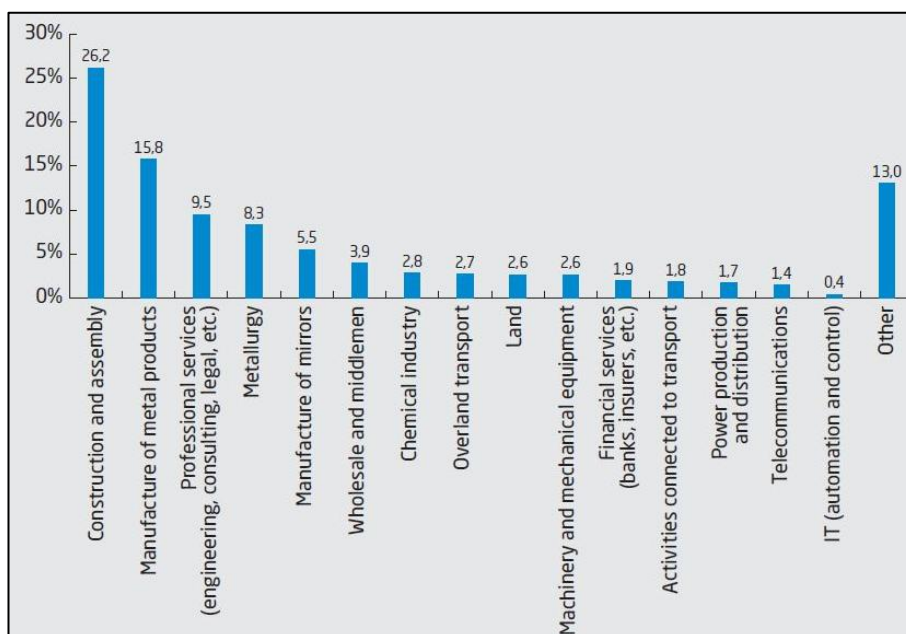


Figura 21: Contributo percentuale al PIL per altri settori economici durante la costruzione.

Contributo al PIL nella fase di esercizio

All'inizio del 2008, solo un impianto da 10 MW era in funzione in Spagna.

Alla fine del 2010 invece c'erano 531,5 MW di impianti CSP in esercizio, ai quali dovrebbero essere aggiunti più di 200 MW entrati in esercizio all'inizio del 2011.

La crescita di questa tecnologia si osserva essere stata molto significativa.

In termini di energia elettrica venduta, nel 2008, il CSP ha prodotto 15,4 GWh, mentre nel 2010, questa cifra si è moltiplicata di 44 volte fino a 691,5 GWh.

Questa evoluzione significa che il reddito delle aziende che operano nel solare termodinamico è aumentato.

Il contributo al PIL per ciò che riguarda il funzionamento e la manutenzione può essere quantificato in 175.200.000 €, derivato sia dalla vendita di energia elettrica che dalle ricadute positive in altri settori economici.


In termini reali, l'industria è cresciuta nel 2009 e 2010, del 567,0% e del 564,1%, rispettivamente.

Occupazione

La crescita del solare termodinamico in Spagna si osserva anche dal numero di posti di lavoro creati negli ultimi anni, sia durante la costruzione, dove sono maggiormente concentrati, che durante il funzionamento e la manutenzione.

Lo studio dimostra che i posti di lavoro derivano dalle fasi di progettazione, costruzione e manutenzione, nonché sono generati in altri settori dell'economia come conseguenza di tutte queste attività.

Il numero di posti di lavoro equivalenti generati durante il periodo 2008-2010 è stato quantificato in

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

termini di posti di lavoro equivalenti in un anno.

Secondo le informazioni raccolte, l'industria CSP ha impiegato un numero crescente di addetti nel triennio 2008-2010 raggiungendo un totale di 23.844 addetti nel 2010: 23.398 durante la costruzione e 446 durante l'esercizio (Figura 22).


Jobs	2008	2009	2010
Construction	11.713	18.492	23.398
- Plan contracting, construction and assembly	4.399	6.447	8.049
- Components and equipment	4.515	7.442	9.542
- jobs in the rest of the economy	2.799	4.603	5.807
Power production - O&M	13	123	446
- Plant operation and maintenance	11	108	344
- jobs in the rest of the economy	2	15	102
TOTAL JOBS	11.724	18.600	23.844

Figura 22: Ripartizione per settore di attività dei posti di lavoro creati dall'industria CSP in Spagna

Risultati

I principali risultati dello studio sopra citato sono i seguenti:

- nel 2010, il contributo totale per il PIL spagnolo è stato di 1.650,4 milioni di euro di cui l'89,3% per le attività di costruzione e il resto per l'esercizio dell'impianto. Se sarà mantenuto il supporto necessario per raggiungere gli obiettivi fissati nel PER (Piano per le Energie Rinnovabili in Spagna) 2011-2020, il contributo per il PIL potrebbe essere di 3.516,8 milioni di euro nel 2020;
- il numero totale di persone impiegate dall'industria arrivava a 23.844 nel 2010. L'industria del solare termodinamico, secondo gli obiettivi fissati nel PER, manterrebbe questo livello per tutto il decennio, e potrebbe sostenere l'occupazione annua di quasi 20.000 posti di lavoro nel 2020;
- lo sforzo di ricerca, sviluppo e innovazione è notevole e rappresenta il 2,67% del contributo del settore al PIL. Questa percentuale è doppia rispetto alla media in Spagna e addirittura superiore a percentuali in tutto il mondo in Paesi come la Germania e gli Stati Uniti;
- in termini di impatto ambientale, il solare termodinamico ha evitato 361.262 tonnellate di emissioni di CO₂ in atmosfera nel 2010. Gli impianti in esercizio alla fine del 2010 eviterebbero emissioni annuali di 1.236.170 tonnellate di CO₂. Se gli obiettivi fissati nel PER 2011-2020 saranno soddisfatti, la potenza generata con impianti CSP eviterà circa 3,1 milioni di tonnellate di CO₂ nel 2015 e più di 5,3 milioni di tonnellate di CO₂ nel 2020, il che si tradurrebbe in un risparmio totale di emissioni pari a 152,5 milioni di Euro nel 2020, con il

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

valore ipotetico di 28,66 € per tonnellata, come ritenuto da parte dell'Agenzia internazionale per l'energia, World Energy Outlook 2010;

- nel 2010, la produzione di energia da CSP in Spagna ha evitato l'importazione di circa 140.692 tonnellate di petrolio equivalente (tep). Gli impianti in esercizio alla fine del 2010, hanno sostituito 481.421 tep all'anno. Entro il 2015 e il 2020, il CSP dovrebbe evitare l'importazione di circa 1,6 e 2,7 milioni di euro di tep, rispettivamente;
- gli importi erogati dal Governo spagnolo come tariffa incentivante nel periodo 2008-2010 si osservano essere molto inferiori rispetto al ritorno economico derivante dalla costruzione degli impianti CSP per il sistema Paese.

Questo bilancio, infine, non riflette sufficientemente due importanti concetti macroeconomici da non sottovalutare: l'occupazione di quasi 24.000 persone nel 2010, gran parte delle quali erano nelle industrie pesantemente colpite dalla crisi economica, e l'ingresso dell'industria spagnola in importanti mercati di sviluppo di impianti CSP in tutto il mondo.

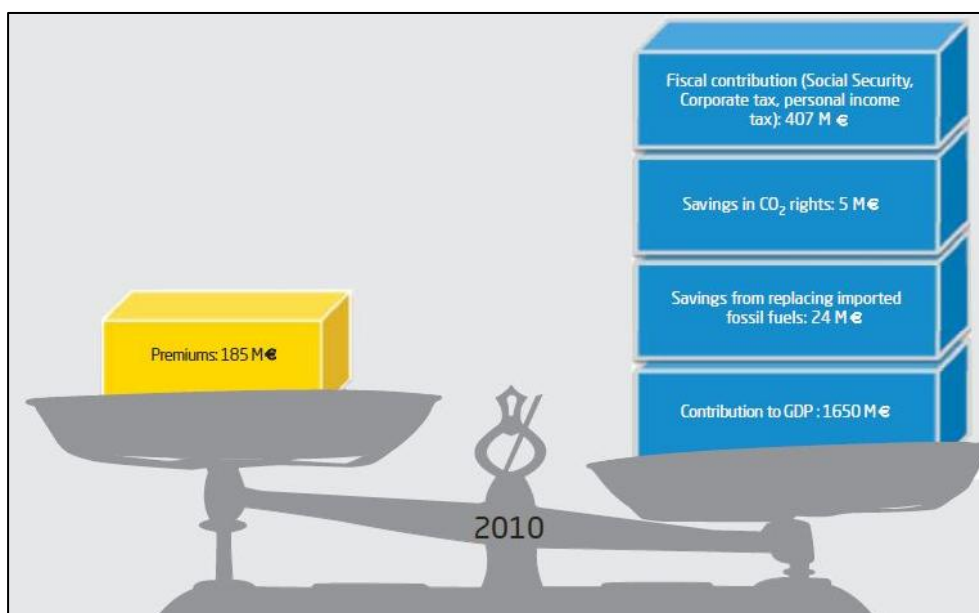


Figura 23: Bilancio macroeconomico del CSP in Spagna nel 2010

3.1.2.1. Impatti Potenziali e Misure di Mitigazione

La creazione di posti di lavoro collegati alla realizzazione e successivo esercizio dell'impianto può essere considerato più che un "impatto" una "mitigazione".

L'utilizzo, in alcuni casi minimo, di risorse naturali e/o artificiali è ripagato dall'aumento di reddito delle aziende che operano nel solare termodinamico e dal personale impiegato nella centrale stessa.

Entrambi gli studi riportati ("Il Caso Americano" pag. 52 e "Il Caso Spagnolo" pag. 63) evidenziano quali sono stati o possono essere i benefici apportati dallo sviluppo del solare termodinamico.

Dalla successiva Figura 24 si evince che circa il 60-65% dei nuovi posti di lavoro riguardano la preparazione del sito e la realizzazione del campo solare; attività che saranno affidate a ditte reperite localmente nella Regione Sardegna.

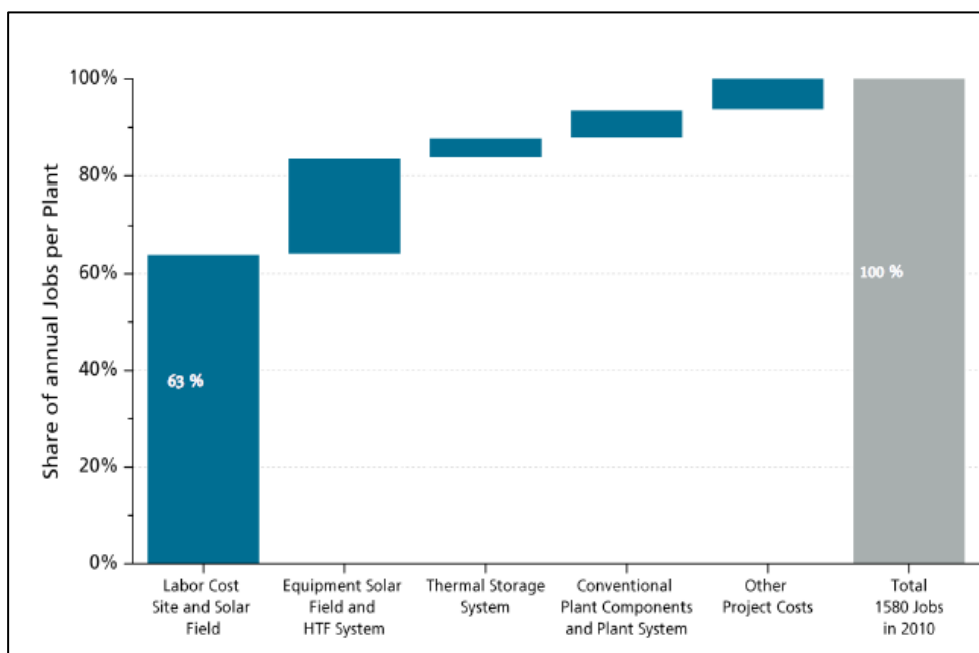


Figura 24: Potenziale di creazione dei nuovi posti di lavoro in un impianto CSP da 50MW


Si aggiunge, inoltre, che la realizzazione di tale tipologia di impianto, innovazione dal punto di vista tecnologico, potrebbe aumentare l'indotto in settori non direttamente collegati con lo stesso, come quelli collegati direttamente al turismo e alla prestazione di servizi.

La centrale sarebbe una meta del turismo didattico e scientifico, sede di visite guidate, di convegni e corsi universitari o di settore.

Come dimostra la Figura 25, in California gli impianti CSP sono indicati come "ATTRACTION" (attrazione) e hanno aumentato notevolmente gli affari delle strutture ricettive dell'intorno (bar, ristoranti, alberghi e negozi in genere).



Figura 25: Impianto CSP a torre in California (USA)

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.2.2. Valutazione dell'Impatto sul PIL e sull'Occupazione della Costruzione dell' Impianto CSP "Flumini Mannu"

Per dedurre quale possa essere l'impatto sui redditi personali, sul PIL italiano e sull'occupazione del progetto di costruzione della centrale CSP "Flumini Mannu", di potenza netta pari a 50 MWe, si è fatto riferimento ai dati dello studio americano sopra citato, ancora oggi valido, effettuato dal *Center for Business and Economic Research University of Nevada*.

Si è ipotizzato che gli anni passati (2004-2014) non abbiano influenzato i costi di costruzione e che tutto sia fermo alla "foto" della data dello studio (Febbraio 2004).

Moltiplicando per 0,5 i valori di occupazione totale trovati per l'impianto da 100 MWe e mettendoli su 2 anni (tempo massimo previsto per la costruzione della centrale), si sono ottenuti i seguenti risultati.


- Occupazione durante la costruzione: $(2.550 + 2.400 + 2.222) \times 0,5 = 3.586$ posti di lavoro da "spalmare" sui 2 anni di costruzione previsti.

Risultato: 1.793 posti di lavoro annui per i 2 anni della costruzione.

- Occupazione per la gestione e manutenzione degli impianti x 30 anni: $(140 \times 0,5) = 70$

Risultato: 70 posti di lavoro / anno x 30 anni.

- **PIL generato in Italia 2016-2046 = 570.000.000 di \$ (poco meno di 440.000.000 €)**
- **Redditi personali complessivi 2015-2036: 575.000.000 di \$ in 32 anni (poco più di 440.000.000 €)**

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.3. LIFE CYCLE ASSESSMENT: VALUTAZIONE DEL CICLO VITA

La valutazione del ciclo di vita, dall'inglese Life Cycle Assessment (LCA) è una metodologia che permette di valutare i carichi ambientali associati ad un prodotto, processo o attività, identificando e quantificando i consumi di materia ed energia e le emissioni nell'ambiente.

L'approccio **LCA** è premiante a livello internazionale perché alla base delle nuove politiche ambientali dell'Unione Europea e di altri Paesi extra europei.


Esso rappresenta uno degli strumenti fondamentali per l'attuazione di una politica integrata: è un metodo che valuta l'insieme di interazioni che un prodotto o un servizio ha con l'ambiente, considerando il suo intero ciclo di vita, che include le fasi di produzione dei materiali, costruzione, esercizio e manutenzione, dismissione e smaltimento finale.

La procedura LCA è standardizzata a livello internazionale dalle norme ISO 14040 e 14044.

Per gli impianti solari termodinamici sono stati effettuati due studi di spessore riguardanti tale argomento, ovvero:

- Studio n. 1: "Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives" (Valutazione del ciclo di vita di un impianto solare termodinamico a collettori parabolici e gli impatti delle alternative progettuali chiave) redatto dal NREL - National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio nazionale degli Stati Uniti sulle energie rinnovabili);
- Studio n. 2: "Life Cycle Assessment of a High Temperature Molten Salt Concentrated Solar Power Plant" (Valutazione del ciclo di vita di un impianto solare termodinamico a sali fusi) effettuato dall'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile).

Gli studi sopradetti sono stati presi di riferimento per la valutazione dell'impianto solare termodinamico Flumini Mannu che ci occupa.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.3.1. Studio n. 1: "Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives"

In questo rapporto è stato analizzato un impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari base e le conseguenze derivanti dall'applicazione di alcune alternative progettuali sullo stesso.

I parametri presi in considerazione nello studio analizzato, che descrivono i principali impatti delle centrali sull'ambiente, sono:

- GHGs (Greenhouse gas emissions) [gCO₂eq/kWh]: emissioni di gas serra valutate come emissioni di CO₂ equivalenti. Sono le emissioni di gas serra ponderate in 100 anni di riscaldamento globale divise per la produzione totale di energia elettrica.
- Consumo di Acqua [l/kWh]
- CED (Cumulative Energy Demand) [MJeq/kWh]: somma dell'energia primaria fornita da sistemi esterni alimentati sia a fonte rinnovabile che non.


Al fine di valutare l'impianto Flumini Mannu in progetto si è cercato di rendere l'impianto studiato dal NREL il più simile possibile a quello che ci occupa, applicando le alternative progettuali proposte.

Nella tabella seguente sono riportate le caratteristiche dell'impianto solare termodinamico scelto dello studio NREL e quelle dell'impianto Flumini Mannu.

	Impianto Studio NREL	Impianto "Flumini Mannu"
Potenza elettrica netta [MWe]	103	50
Fluido Termovettore	Olio Therminol VP-1	Sali Fusi
Accumulo Termico [ore]	6,3	15
Sistema di Accumulo	Indiretto	Diretto
Sistema di Raffreddamento	Dry (a secco)	Dry (a secco)

Inoltre, nell'impianto dello studio NREL sono presenti dei riscaldatori ausiliari alimentati a metano che svolgono la funzione di start-up della centrale, quando viene spenta, di antifreezing del fluido termovettore e come fonte alternativa di calore, in caso di sostituzione di qualche componente.

Nella tabella di seguito vengono illustrati gli impatti sull'ambiente della centrale CSP studiata dal NREL durante il suo intero ciclo di vita.


FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Fasi del Ciclo di Vita	Sistemi d'impianto	Emissioni gas serra [gCO₂eq/kWh]	Acqua [l/kWh]	Domanda di energia cumulativa [MJeq/kWh]
Produzione	Fluido termovettore	2,6	0,1	0,053
	Centrale elettrica	2,4	0,085	0,037
	Campo solare	4,8	0,16	0,074
	Serbatoi di stoccaggio	2,8	0,15	0,038
Costruzione	Fluido termovettore	0,15	0,0012	0,0018
	Centrale elettrica	0,21	0,003	0,0034
	Campo solare	0,81	0,023	0,013
	Serbatoi di stoccaggio	0,67	0,0057	0,011
Esercizio e Manutenzione	Fluido termovettore	2,3	0,085	0,041
	Centrale elettrica	6,9	0,29	0,12
	Campo solare	0,64	0,14	0,011
	Serbatoi di stoccaggio	1,03	0,03	0,017
Dismissione	Fluido termovettore	0,018	0,000077	0,00027
	Centrale elettrica	0,014	0,000061	0,00021
	Campo solare	0,088	0,00038	0,0013
	Serbatoi di stoccaggio	0,0018	0,0000079	0,000028
Smaltimento	Fluido termovettore	0,52	0,0009	0,00025
	Centrale elettrica	0,08	0,00022	0,00012
	Campo solare	0,81	0,0013	0,00066
	Serbatoi di stoccaggio	0,71	0,005	0,0093
Subtotale delle fasi del ciclo di vita				
Produzione		12,60	0,495	0,202
Costruzione		1,84	0,0329	0,029
Esercizio e Manutenzione		10,87	0,545	0,189
Dismissione		0,122	0,000526	0,0018
Smaltimento		2,12	0,00742	0,01
TOTALE		27,55	1,08	0,43

Tabella 4: Impatti durante il ciclo di vita dell'impianto solare termodinamico

Nella Tabella 4 la fase di produzione dei materiali incide per il 46% sulle emissioni dei gas serra: in questa fase la maggior parte del contributo di emissioni deriva dall'assemblaggio dei collettori solari e dalla produzione del fluido termovettore.

La fase di esercizio e manutenzione incide per il 39% sulle emissioni dei gas serra, emissioni dovute per la maggior parte al consumo di energia elettrica dalla rete durante i fermo impianto per i consumi parassitari e all'utilizzo dei riscaldatori ausiliari.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

Il consumo di acqua è di circa il 46% durante la fase di produzione dei materiali e di circa il 51 % durante l'esercizio e la manutenzione dell'impianto.

La scelta del raffreddamento a secco riduce il consumo di acqua di circa il 77% durante l'intero ciclo di vita dell'impianto, di circa il 96% il consumo di acqua durante la fase di esercizio della power block (produzione di energia elettrica).

La domanda di energia cumulativa (CED - Cumulative Energy Demand) è principalmente richiesta nella fase di produzione e nella fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (47% e 44%).

Nella fase di produzione gran parte della domanda di energia è sfruttata per l'assemblaggio dei collettori solari e per la produzione di fluido termovettore.

La domanda di energia è praticamente proporzionale all'emissione dei gas serra.

3.1.3.2. Studio n. 2: "Life Cycle Assessment of a High Temperature Molten Salt Concentrated Solar Power Plant"

Nello studio dell'ENEA viene valutato il ciclo di vita di un impianto solare termodinamico e messo a confronto con le convenzionali centrali elettriche a combustibile fossile (gas e olio).

L'impianto CSP preso in considerazione è quello demo dell'ENEA di potenza pari a 400 kWe, il quale è affiancato ad un riscaldatore ausiliario a biomassa per i momenti di bassa/assente insolazione.

Al fine di valutare l'impianto solare termodinamico Flumini Mannu in progetto, si sono analizzate le differenze esistenti tra la centrale CSP demo dell'ENEA e le centrali a olio combustibile, a parità di produzione di energia elettrica.

Lo studio riporta i risultati di tale confronto secondo i seguenti parametri:

- CED: domanda di energia cumulativa;
- Global Warming: riscaldamento globale valutato nell'arco di 100 anni;
- Ecoindicator 99: è il parametro derivante da un metodo di studio che prende in considerazione emissioni in aria, acqua e suolo.



Il metodo valuta esclusivamente tre tipi di danno ambientale:

- *Human Health* (Salute Umana)
- *Ecosystem Quality* (Qualità dell'Ecosistema)
- *Resources* (Esaurimento delle Risorse)

Ogni categoria di danno è a sua volta suddivisa in categorie d'impatto.

La categoria di danno *Human Health* (Salute Umana) comprende le seguenti categorie di impatto:

- *Danni causati da sostanze cancerogene*

	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita	

- *Danni causati da sostanze organiche alle vie respiratorie*
- *Danni causati da sostanze inorganiche alle vie respiratorie*
- *Danni causati dai cambiamenti climatici*
- *Danni causati dalle radiazioni ionizzanti*
- *Danni causati dall'assottigliamento dello strato d'ozono*

Per la categoria *Human Health* vengono eseguite le seguenti analisi:

- Analisi della diffusività - *Fate analysis*, che lega la sostanza emessa alla variazione della sua concentrazione nel tempo;
- Analisi dell'esposizione - *Exposure analysis*, che lega questa variazione di concentrazione ad una dose;
- Analisi degli effetti - *Effect analysis*, che lega la dose di emissione agli effetti sulla salute umana, come il numero e i tipi di tumore e gli effetti respiratori;
- Analisi del danno - *Damage analysis*, che lega gli effetti sulla salute al numero di anni vissuti dall'uomo come ammalato (YLD: *Years Lived Disabled*) e al numero di anni di vita persi (YLL: *Years of Life Lost*).

Per la categoria *Ecosystem Quality* vengono considerati due tipi di impatto:

- le emissioni tossiche (*ecotoxicity*)
- le emissioni che modificano l'acidità e i livelli nutritivi (*acidification* e *eutrophication*).

Per tali categorie di impatto l'analisi procede come segue:

- *Fate analysis*, che lega le emissioni alle concentrazioni;
- *Effect analysis*, che lega le concentrazioni alla tossicità, ai livelli di acidità o a all'incremento di sostanze nutritive;
- *Damage analysis*, che collega questi effetti all'incremento potenziale della scomparsa di piante.

L'uso e la trasformazione del territorio (*land use*), per le quali l'analisi si basa su dati empirici relativi alla qualità degli ecosistemi, è funzione del tipo di uso del territorio e della sua area.

Per la categoria *Resources* vengono seguite due fasi:

- Analisi delle risorse - *Resource analysis*, che lega l'estrazione di una risorsa alla riduzione della sua concentrazione.
- Analisi del danno - *Damage analysis*, che lega la minore concentrazione di risorse all'aumento dell'energia spesa per la loro estrazione in futuro.

La Figura 26 mostra come l'impianto CSP sfrutti una maggiore quantità di energia rinnovabile rispetto alla centrale a olio combustibile, vista la presenza del back-up a biomassa.

Nella Figura 27 viene misurato il riscaldamento globale (Global Warming) degli impianti in termini di emissione di CO₂eq.

L'emissione di CO₂ di un impianto CSP è molto bassa rispetto ad una centrale a olio combustibile. La Figura 28 mette a confronto i due impianti tramite la metodologia eco-indicator 99, i danni causati dall'impianto CSP rispetto alla centrale a olio combustibile sono molto più bassi e solo per la qualità dell'ecosistema sono pressoché comparabili, data l'estensione del campo solare e quindi l'uso del suolo, parametro considerato nella valutazione della qualità dell'ecosistema.

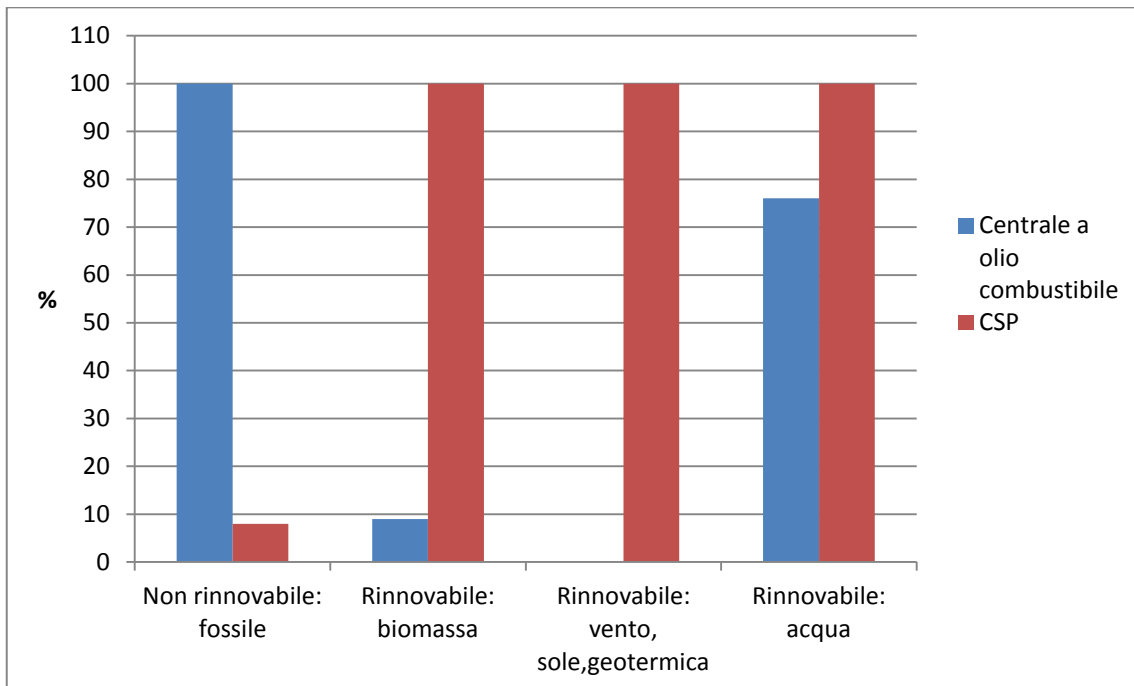


Figura 26: LCA - confronto in termini di domanda di energia cumulativa

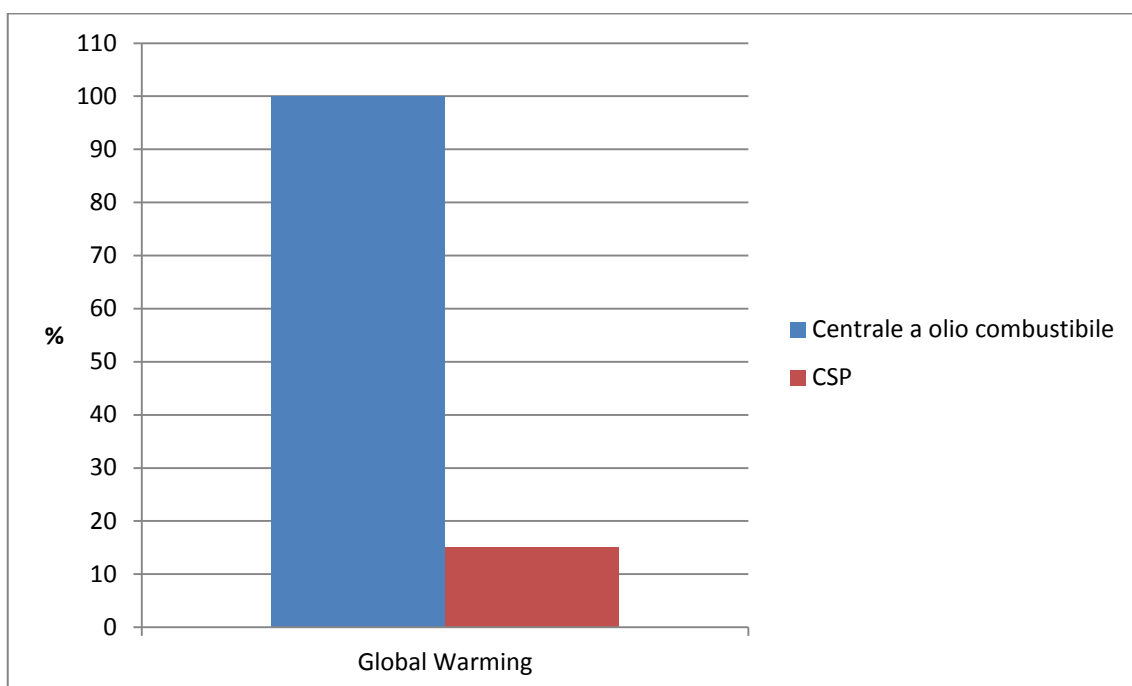


Figura 27: LCA - confronto in termini di riscaldamento globale (Global Warming)

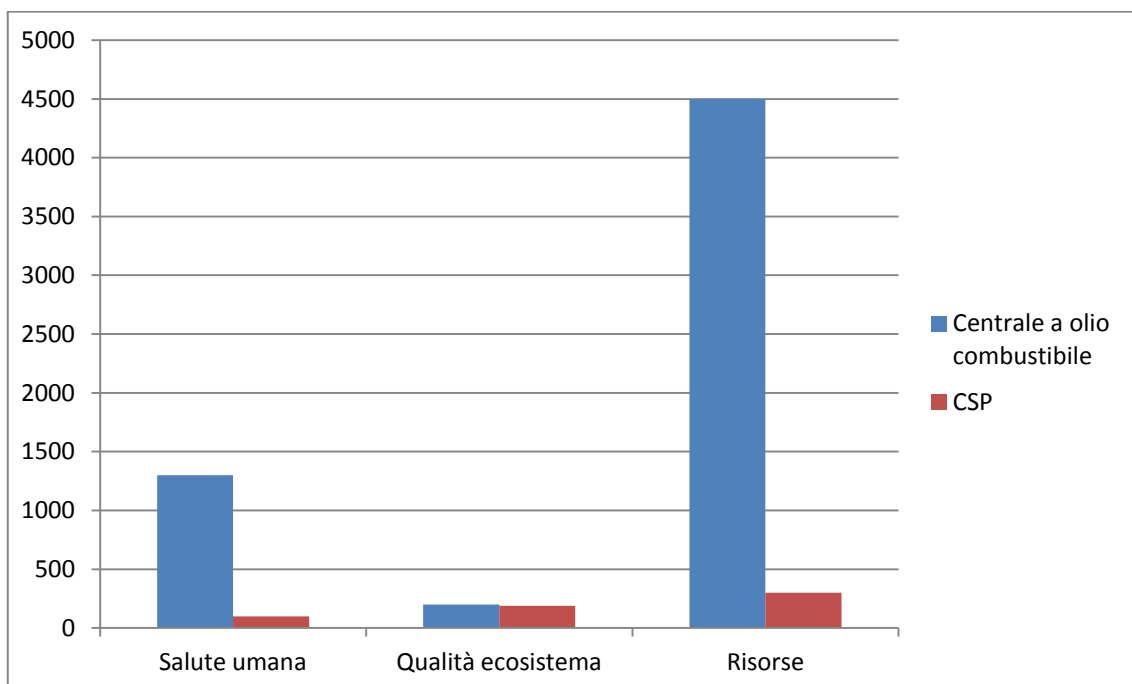



Figura 28: LCA - confronto tramite la metodologia eco-indicator 99

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

3.1.3.3. Confronto con la centrale CSP "Flumini Mannu"

La centrale CSP in progetto denominata Flumini Mannu, di potenza lorda pari a 55 MWe, è basata sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari con sistema di accumulo termico "diretto" a sali fusi pari a 15 h e raffreddamento a secco.

I sali fusi sono una miscela composta al 60% da Nitrato di Sodio (NaNO₃) e al 40% da Nitrato di Potassio (KNO₃), che ordinariamente è utilizzata come fertilizzante in agricoltura e quindi disponibile in grandi quantità e a basso costo.

Come riscaldatori ausiliari si utilizzano n.3 bruciatori a gasolio ognuno di potenza massima pari a 15,5 MWt con potenza nominale complessiva di 46,5 MWt⁸.

Analizzando la Tabella 4, presente nel primo studio, i valori di emissione dei gas serra (grammi di CO₂ equivalente per kWh prodotti), il consumo d'acqua (litri per kWh prodotti) e la domanda di energia (MJ equivalenti per kWh prodotti), riferiti al fluido termovettore, rispetto all'impianto CSP Flumini Mannu in progetto saranno più bassi.

La centrale in progetto utilizza, come fluido termovettore, sali fusi e non olio.


I sali fusi provengono dal guano animale, contenente un'alta concentrazione di nitrati, accumulatosi per anni nelle cave in Cile e Perù; tale guano viene estratto e poi raffinato in modo da raggiungere i composti e le concentrazioni precedentemente illustrate e, inoltre, è semplice da smaltire e non inquinante visto che è usato come concime naturale in agricoltura.

Di contro l'impianto CSP in progetto, rispetto a quello analizzato nel primo studio, ha i riscaldatori ausiliari a gasolio e non a metano, quindi nella Tabella 4 alla voce emissioni gas serra, i valori saranno leggermente superiori visto che il gasolio a parità di energia prodotta emette più CO₂ del metano.

L'impianto CSP "Flumini Mannu" rispetto all'impianto CSP dell'ENEA preso in considerazione per redigere il secondo studio, precedentemente illustrato, differisce per il fatto che utilizza come riscaldatori ausiliari n. 3 bruciatori a gasolio, invece che a biomassa, quindi, nella Figura 26 si avrebbe un aumento nell'utilizzo della fonte fossile e la colonna riferita alla biomassa sarebbe molto più bassa.

Nella Figura 27 la colonna sul riscaldamento globale sarebbe leggermente maggiore e nella Figura 28 aumenterebbero leggermente tutte e tre le colonne.

Fatto sta che l'impianto in progetto rimane molto meno inquinante delle centrali a olio combustibile.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

4. CONCLUSIONI


Dai documenti analizzati, e poi confrontati con l'impianto CSP Flumini Mannu, si può affermare che gli impatti sull'ambiente causati da una centrale CSP sono molto bassi se messi a confronto con una centrale a olio combustibile.

In Sardegna solo il 21,2% di energia elettrica è prodotta da fonti rinnovabili (valore estratto da "Indice di Green Economy 2013"), quindi ciò sta a significare che tutta la restante energia elettrica (78,8%) è prodotta da centrali a fonte fossile, olio combustibile e/o carbone, data l'assenza di gas naturale nell'Isola.

La politica Europea è incentra sul risparmio energetico e sulla riduzione di emissioni dei gas serra. La centrale CSP in progetto eviterebbe di molto l'emissione di gas serra rispetto alle centrali a fonte fossile, a scapito di un impatto paesaggistico di poco superiore, data la sua grande estensione, e comunque attenuato dalle opere di mitigazione presenti nel progetto dell'impianto stesso.

Da questa analisi è emerso che esistono due strade che l'Italia può intraprendere: continuare con le centrali elettriche tradizionali inquinando sempre di più la matrice aria, oppure puntare sullo sviluppo della tecnologia CSP, la quale tutelerebbe la salute umana a discapito di una piccola e temporanea modifica del paesaggio.

Si puntualizza che anche le centrali tradizionali hanno un certo impatto paesaggistico e che i terreni occupati dagli impianti CSP, dopo la loro dismissione, tornano ad essere utilizzabili per l'agricoltura.

FLUMINI MANNU	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<i>Impianto solare termodinamico "Flumini Mannu": analisi delle alternative, dimensionamento dell'impianto, analisi costi-benefici e valutazione degli impatti del ciclo di vita</i>	

¹ Valore aggiornato con i dati della stazione metereologica a terra installata da oltre un anno in situ.

² Si rimanda alla spiegazione del dimensionamento dell'impianto, risposta al Punto 7 della richiesta di integrazioni della Regione Sardegna.

³ Il **valore iniziale di riferimento** è ottenuto dalla somma dei seguenti consumi regionali:

- Fer-E: produzione regionale elettrica lorda da fonti rinnovabili relativa all'anno 2009 rilevata da Gse, calcolata ai sensi della direttiva 28/2009;
- Fer-C: consumo regionale da fonti rinnovabili per riscaldamento/raffreddamento relativi all'anno 2005, forniti da Enea.

⁴ Il **valore iniziale di riferimento** è quello della produzione regionale elettrica lorda da fonti rinnovabili relativa all'anno 2009 rilevata da Gse, calcolata ai sensi della direttiva 28/2009.

⁵ Il **valore iniziale di riferimento** è quello del consumo regionale da fonti rinnovabili per riscaldamento/raffreddamento relativi all'anno 2005, forniti da Enea.

⁶ Manca il dato Terna

⁷ Fra la fine del 2010 e la fine del 2012 la potenza degli impianti a bioenergie è aumentata da 68,2 a 89,7 MW. I dati relativi a potenza installata e produzione relativa agli impianti a bioenergie al 31/12/2010 sono alla pagina 30 dello studio "**Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili Sardegna**".

⁸ Le ultime scelte progettuali, riportate in risposta al Punto 7 della richiesta di integrazioni della Regione Sardegna hanno diminuito la potenza termica dei riscaldatori a 12 MWt l'uno, per un totale di 36 MWt, anziché 46,5 MWt.