

Proponente

**FLUMINI MANNU**

**FLUMINI MANNU LIMITED**

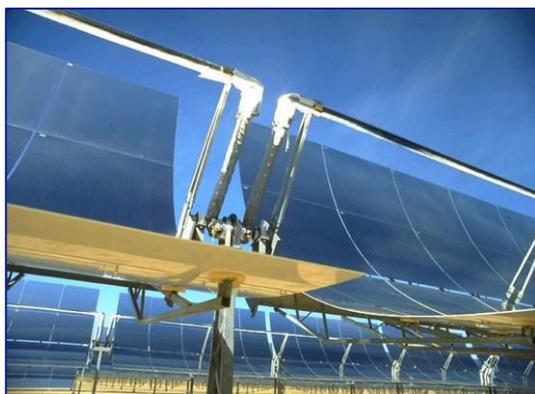
Sede Legale: Bow Road 221 - Londra - Regno Unito  
Filiale Italiana: Corso Umberto I, 08015 Macomer (NU)

**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**

**PROGETTO DEFINITIVO**

Titolo Documento:

**RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA**

Sviluppo:



**Energogreen Renewables S.r.l.**

Via E. Fermi 19, 62010 Pollenza (MC)

[www.energogreen.com](http://www.energogreen.com)

e-mail: [info@energogreen.com](mailto:info@energogreen.com)

Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento
			<b>PDRELTECN001</b>
1	09/2013	Revisione emissione per Istanza di VIA	
0	07/2013	Emissione per Istanza di VIA	
Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento

Proprietà e diritti del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

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. Ing. Carlo Foresi
4. Dott. Ing. Devis Bozzi

Consulenza Tecnica:

- Archimede Solar Energy (ASE)



- Sener Ingegneria y Sistemas S.A.



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"*

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **INDICE**

<b>PREMESSA</b> .....	<b>8</b>
<b>1. LA TECNOLOGIA SOLARE TERMODINAMICA</b> .....	<b>10</b>
1.1. STORIA E PROSPETTIVE DELLA TECNOLOGIA SOLARE TERMODINAMICA ...	19
1.1.1. <i>Principali Operatori del Settore</i> .....	25
1.1.2. <i>Il Solare Termodinamico in Italia</i> .....	27
1.1.2.1. <i>Prospettive di Sviluppo</i> .....	27
1.1.2.2. <i>L'Industria Nazionale</i> .....	29
1.1.3. <i>La Ricerca</i> .....	31
1.1.4. <i>La Situazione Normativa Italiana</i> .....	33
1.1.5. <i>Conclusioni</i> .....	36
1.2. LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA PER IL PROGETTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU" .....	38
<b>2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI AMBIENTALI</b> .....	<b>39</b>
2.1. IL SITO .....	39
2.1.1. <i>Inquadramento Territoriale</i> .....	41
2.1.2. <i>Geologia</i> .....	44
2.1.3. <i>Idrogeologia</i> .....	45
2.1.4. <i>Uso del Suolo e Lineamenti Pedologici dell'Area</i> .....	46
2.1.5. <i>Infrastrutture</i> .....	50
2.1.6. <i>Dati Ambientali</i> .....	53
2.1.6.1. <i>Dati Climatici</i> .....	58
2.1.6.2. <i>Irraggiamento Solare</i> .....	66
2.1.7. <i>Monitoraggio Dati Meteorologici</i> .....	71
<b>3. L'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"</b> .....	<b>72</b>
3.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E NORMATIVO .....	<b>76</b>
3.1.1. <i>Proprietà e Disponibilità delle Terre</i> .....	80
3.2. SCHEMA D'IMPIANTO .....	81
3.2.1. <i>Il Campo Solare</i> .....	83
3.2.1.1. <i>I Collettori Parabolici Lineari</i> .....	88
3.2.1.1.1. <i>La Struttura di Supporto</i> .....	91
3.2.1.1.2. <i>Gli Specchi</i> .....	95
3.2.1.1.3. <i>Il Tubo Ricevitore</i> .....	96

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

3.2.1.1.4.	Il sistema di Inseguimento Solare .....	99
3.2.1.2.	Il fluido termovettore .....	100
3.2.2.	<i>Il sistema di Accumulo Termico .....</i>	<i>104</i>
3.2.2.1.	Il Concetto di Accumulo Termico.....	104
3.2.2.2.	Tipologie di Accumulo Termico.....	107
3.2.2.3.	Sistema di Accumulo Diretto a Doppio serbatoio.....	109
3.2.2.4.	Progettazione dei serbatoi .....	111
3.2.2.4.1.	Dimensionamento dei serbatoi di accumulo .....	114
3.2.2.5.	Dimensionamento del Campo Solare .....	125
3.2.3.	<i>Potenza Termica dell'Impianto "Flumini Mannu" .....</i>	<i>127</i>
3.2.4.	<i>Sottosistema Blocco di Potenza .....</i>	<i>129</i>
3.2.4.1.	Generatore di vapore .....	132
3.2.4.2.	Turbina a Vapore.....	137
3.2.4.3.	Sistema di Condensazione e di Raffreddamento.....	140
3.2.4.4.	Degasatore .....	145
3.2.4.5.	Caldaia di primo avviamento.....	146
3.2.5.	<i>Riscaldatori Ausiliari .....</i>	<i>147</i>
3.2.6.	<i>BOP - Sistemi Ausiliari.....</i>	<i>149</i>
3.2.7.	<i>Descrizione Generale del Sistema Elettrico .....</i>	<i>152</i>
3.2.7.1.	Sistemi di Emergenza .....	157
3.2.7.2.	Impianto di Illuminazione .....	157
3.2.7.3.	Impianto di messa a terra .....	158
3.2.7.4.	Sistema di protezione elettrica.....	158
3.2.7.5.	Criteri generali di progettazione e realizzazione .....	160
3.3.	STATI OPERATIVI .....	161
3.4.	OPERE CIVILI .....	163
3.4.1.	<i>Preparazione dell'area.....</i>	<i>166</i>
3.4.2.	<i>Fondazioni.....</i>	<i>169</i>
3.4.3.	<i>Caratteristiche degli Edifici .....</i>	<i>170</i>
3.4.4.	<i>Viabilità e Infrastrutture.....</i>	<i>172</i>
3.4.5.	<i>Programma dei Lavori e Descrizione della Fase di Cantiere .....</i>	<i>173</i>
3.5.	IL SISTEMA DI DESALINIZZAZIONE .....	175
3.5.1.	<i>Desalinizzatore.....</i>	<i>176</i>
3.5.2.	<i>Sistema di Trattamento delle Salamoie .....</i>	<i>178</i>
<b>4.</b>	<b>INTERCONNESSIONI CON L'ESTERNO.....</b>	<b>179</b>
4.1.	CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA .....	179

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

<b>5. RISPETTO DEI VINCOLI IMPOSTI PER L'INCENTIVAZIONE.....</b>	<b>181</b>
<b>6. RISORSE UTILIZZATE E RILASCI IN AMBIENTE .....</b>	<b>183</b>
6.1. RISORSE UTILIZZATE .....	183
6.1.1. Fase di Cantiere .....	183
6.1.2. Fase di Esercizio.....	184
6.1.2.1. Sole .....	184
6.1.2.2. Acqua .....	184
6.1.2.2.1. Acqua Potabile .....	186
6.1.2.2.2. Acqua Industriale.....	186
6.1.2.2.3. Acqua marina .....	188
6.1.2.3. Sali Fusi – Fluido Termovettore e Accumulo Termico .....	188
6.1.2.4. Carburante: Gasolio .....	188
6.1.2.5. Lubrificanti, Reagenti ed altri Materiali di consumo .....	189
6.2. RILASCI IN AMBIENTE.....	190
6.2.1. Emissioni in Atmosfera.....	190
6.2.2. Rilasci nel Suolo.....	192
6.2.3. Scarichi Liquidi .....	193
6.2.3.1. Reflui Civili.....	193
6.2.3.2. Reflui Industriali .....	193
6.2.3.3. Acque non contaminate.....	195
6.2.4. Rifiuti Solidi e Liquidi .....	197
6.2.4.1. Rifiuti Liquidi .....	197
6.2.4.2. Rifiuti solidi .....	198
6.2.5. Rumore .....	199
6.2.6. Traffico .....	200
6.2.6.1. Fase di cantiere .....	200
6.2.6.2. Fase di esercizio.....	200
6.2.7. Radiazioni Ionizzanti e Non Ionizzanti .....	201
<b>7. STIMA DEL PERSONALE ADDETTO.....</b>	<b>202</b>
7.1. FASE DI CANTIERE .....	202
7.2. FASE DI ESERCIZIO .....	202
7.2.1. Personale Operativo .....	202
7.2.2. Personale Manutentivo .....	203

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **INDICE FIGURE**

<i>Figura 1: Schema di principio di un impianto solare a concentrazione</i> .....	11
<i>Figura 2: Tipologie impianti CSP</i> .....	12
<i>Figura 3: Parabolic Dish</i> .....	13
<i>Figura 4: Impianti CSP a torre con ricevitore centrale</i> .....	13
<i>Figura 5: Collettori Parabolici Lineari</i> .....	14
<i>Figura 6: Collettori Lineari Fresnel</i> .....	14
<i>Figura 7: Andamento delle installazioni CSP</i> .....	21
<i>Figura 8: Zone Idonee per installazioni CSP</i> .....	40
<i>Figura 9: Livello di irradiazione solare nel bacino del Mediterraneo</i> .....	40
<i>Figura 10: Inquadramento Area Impianto su Ortofoto</i> .....	42
<i>Figura 11: Area Impianto: Vista in Direzione Nord</i> .....	42
<i>Figura 12: Area Impianto: Vista in Direzione Ovest</i> .....	43
<i>Figura 13: Area Impianto: Vista in Direzione Sud</i> .....	43
<i>Figura 14: Area Impianto: Vista in Direzione Est</i> .....	43
<i>Figura 15: Esempio pascolo bovino presente all'interno dell'Area di Progetto</i> .....	47
<i>Figura 16: Particolare del suolo all'interno dell'Area di Progetto</i> .....	47
<i>Figura 17: Campi di frumento abbandonati ed invasi dalle piante infestanti all'interno dell'Area di Progetto</i> .....	48
<i>Figura 18: Esempio di pascolo ovino all'interno dell'Area di Progetto</i> .....	48
<i>Figura 19: Classi LCC</i> .....	49
<i>Figura 20: Viabilità di Accesso al Sito di Progetto</i> .....	50
<i>Figura 21: SS 293 - Intersezione SS 293 - Strada Esistente direzione Area Impianto</i> .....	51
<i>Figura 22: Strada Esistente direzione Area Impianto</i> .....	51
<i>Figura 23: SS 196 - Intersezione SS 196 - Strada Esistente direzione Area Impianto</i> .....	52
<i>Figura 24: Impianto in progetto "Flumini Mannu" - Inquadramento Ingressi</i> .....	52
<i>Figura 25: Temperature medie mensili nei decenni 1980-1989, 1990-1999, 2000-2009</i> .....	58
<i>Figura 26: Temperature nel decennio 1980-1989</i> .....	59
<i>Figura 27: Temperature nel decennio 1990-1999</i> .....	59
<i>Figura 28: Temperature nel decennio 2000-2009</i> .....	59
<i>Figura 29: Andamento della temperatura media mensile dal 1980 al 2012</i> .....	60
<i>Figura 30: Velocità del vento medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09</i> .....	61
<i>Figura 31: Velocità del vento massime mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09</i> .....	62
<i>Figura 32: Velocità del vento nel decennio 1980-1989</i> .....	62
<i>Figura 33: Velocità del vento nel decennio 1990-1999</i> .....	62
<i>Figura 34: Velocità del vento nel decennio 2000-2009</i> .....	63

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Figura 35: Andamento della velocità del vento massima mensile dal 1980 al 2012..... 63

Figura 36: Andamento della velocità del vento media mensile dal 1980 al 2012 ..... 63

Figura 37: Andamento della velocità massima delle raffiche di vento dal 1980 al 2012..... 64

Figura 38: Altezze di pioggia medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09..... 64

Figura 39: Numeri di giorni piovosi mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09 ..... 65

Figura 40: Altezze annue di pioggia dal 1980 al 2009..... 65

Figura 41: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili (febbraio 2004 - 27 aprile 2013) ..... 70

Figura 42: Impianto Solare Termodinamico "Flumini Mannu" - Layout su CTR..... 75

Figura 43: Inquadramento Impianto su Piano di Fabbricazione del Comune di Villasor ..... 78

Figura 44: Inquadramento Impianto su Piano Urbanistico Comunale di Decimoputzu ..... 79

Figura 45: Schema di flusso generale impianto CSP ..... 82

Figura 46: Collettore parabolico lineare SNT2..... 84

Figura 47: Collettore parabolico lineare LAT 8.0 ..... 84

Figura 48: Esempio impianto CSP - Campo Solare suddiviso in sottocampi/sezioni ..... 86

Figura 49: Impianto CSP "Flumini Mannu" - Suddivisione in sezioni..... 87

Figura 50: SENERtrough 2 - Sezione ..... 89

Figura 51: SENERtrough2 e SENERtrough1 ..... 89

Figura 52: Esempio Struttura Modulo LS3..... 91

Figura 53: Esempio Struttura SolarGenix Acciona ..... 92

Figura 54: Esempio Struttura Modulo ENEA ..... 92

Figura 55: Modello Struttura SNT2..... 93

Figura 56: SNT2 - Torquetube ..... 93

Figura 57: SNT2 - Braccio ..... 94

Figura 58: SNT2 - Pilone ..... 94

Figura 59: Specchi per Collettori Parabolici Lineari FLABEG..... 95

Figura 60: Specifiche Tubo Ricevitore HCEMS-11 ..... 98

Figura 61: Sistema d'inseguimento idraulico - Esempio..... 99

Figura 62: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "diretto" ..... 100

Figura 63: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "indiretto" ..... 100

Figura 64: Schema di funzionamento di impianti CSP ad olio e a sali fusi..... 103

Figura 65: Assetto d'impianto con accumulo indiretto a doppio serbatoio..... 108

Figura 66: Assetto d'impianto con accumulo diretto a doppio serbatoio..... 108

Figura 67: Esempio struttura delle fondamenta di un serbatoio raffreddate ad aria..... 116

Figura 68: Esempio struttura della parete del serbatoio..... 117

Figura 69: Schema di massima di un serbatoio, provvisto di eliche per la movimentazione del fluido e serpentine elettriche per il riscaldamento in caso di necessità..... 117

Figura 70: Parete multistrato ..... 118

Figura 71: Serbatoi di Accumulo - Esempio..... 120

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Figura 72: Serbatoi di Accumulo - Esempio.....	120
Figura 73: Bacino di Contenimento Serbatoi di Accumulo – Ipotesi Stratigrafiche .....	122
Figura 74: Bacino di Contenimento e Serbatoi di Accumulo – Ipotesi Costruttiva .....	123
Figura 75: Schema di Flusso Ciclo Termico.....	129
Figura 76: Render impianto CSP "Flumini Mannu" - Dettaglio Power Block (vista Sud-Est) .....	130
Figura 77: Esempio Power Block in costruzione (Impianto 100 MWe) .....	131
Figura 78: Scambiatore a fascio tubiero e mantello.....	132
Figura 79: Evaporatore tipo Kettle .....	133
Figura 80: Treno di generazione a doppio stadio - Schema .....	135
Figura 81: Generatore di Vapore .....	135
Figura 82: Turbina a Vapore e Alternatore .....	138
Figura 83: Turbina Siemens SST-700.....	139
Figura 84: Sistema di raffreddamento a secco diretto .....	141
Figura 85: Sistema di raffreddamento a secco indiretto .....	141
Figura 86: Hexacool System: Principio di funzionamento.....	142
Figura 87: Hexacool System: componenti principali .....	142
Figura 88: Hexacool System: n.4 moduli 36ft pianta e prospetto .....	143
Figura 89: Hexacool System: Sezione interna .....	143
Figura 90: Hexacool System: Immagine .....	144
Figura 91: Impianto SHAMS 1 (100 MWe): Power Block con sistema di raffreddamento a secco.....	144
Figura 92: Esempio di Degasatore .....	145
Figura 93: Schema Unifilare tipo per Stazione di Trasformazione ad unico stallo collegamento in cavo .....	154
Figura 94: Tipica Sezione longitudinale elettromeccanica per Stazioni di trasformazione ad unico stallo con collegamento in cavo.....	155
Figura 95: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio Power Block .....	164
Figura 96: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio Power Block .....	164
Figura 97: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio vista interna campo solare .....	165
Figura 98: Inquadramento Intervento su Carta Tecnica Regionale.....	166
Figura 99: Ipotesi preparazione dell'area su 4 piattaforme .....	168
Figura 100: Ipotesi preparazione dell'area su 4 piattaforme - Aree in blu aree con scavi di profondità maggiore a 0,7 metri (< 11% dell'area totale) .....	168
Figura 101: Esempio applicazioni settore fotovoltaico di pali a vite .....	170
Figura 102: Esempio colorazione camino termovalorizzatore A2A Brescia.....	171
Figura 103: Individuazione preliminare aree di cantiere provvisorie esterne .....	174
Figura 104: Esempio schema di flusso desalinizzatore .....	176
Figura 105: Inquadramento Elettrodotto di Connessione su Ortofoto (Progetto Preliminare) .....	180
Figura 106: Superficie captante collettore parabolico.....	182
Figura 107: "Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating	

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

*solar power plants* - Appendix AA "Water use study" ..... 185

*Figura 108: Esempio evaporation pond in una centrale CSP*..... 196

*Figura 109: Limiti acustici delle varie classi di territorio*..... 199

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## PREMESSA

La società Flumini Mannu LTD intende realizzare un impianto solare termodinamico (CSP), di potenza lorda pari a 55 MW elettrici, per la produzione di energia elettrica con affiancato un impianto pilota di desalinizzazione.

La scelta di voler aggiungere l'impianto di desalinizzazione deriva dalla volontà di dimostrare la possibilità d'integrare la produzione di energia elettrica alla produzione di acqua dolce.

Ciò al fine di poter sviluppare e diffondere questo tipo di tecnologia nelle aree del Mediterraneo, collegate alla rete energetica europea, dove esistono la necessità di acqua dolce e le condizioni ottimali per l'installazione di centrali CSP.

La combinazione tra processo di dissalazione e tecnologia solare termodinamica negli ultimi anni è stata sempre più considerata.

Entrambi i mercati sono in costante espansione e l'idea di combinare le due tecnologie in zone geografiche con un'alta radiazione solare incidente e grandi necessità di produzione d'acqua potabile, come la regione del MENA (Oriente Medio e Nord Africa), il Mediterraneo, gli Stati Uniti e l'Australia, è considerata vincente.

Fra i siti investigati, la scelta è ricaduta su un'area, di estensione totale pari a circa 269 ettari, compresa fra i Comuni di Villasor e Decimoputzu, in provincia di Cagliari.

Lo sviluppo del progetto è stato affidato alla società Energogreen Renewables Srl, società controllata dal Gruppo Fintel Energia SpA, che fornisce servizi di sviluppo, progettazione e realizzazione di impianti nell'ambito delle energie rinnovabili.

L'iniziativa prevede:

1. La realizzazione dell'impianto solare termodinamico e del sistema di dissalazione integrato, attività oggetto della presente relazione tecnico-descrittiva e dei relativi elaborati allegati, atti a fornire le informazioni necessarie alla valutazione degli impatti ambientali dello stesso;
2. La realizzazione della connessione elettrica in Alta Tensione (150 kV) fra la centrale e la cabina primaria Enel Distribuzione denominata "Villasor 2". Tale aspetto è affrontato nella relazione tecnica e relativi elaborati grafici specifici,

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

parte del progetto.

La presente relazione descrive, quindi, le caratteristiche progettuali dell'impianto solare termodinamico, con integrato l'impianto di desalinizzazione, e delle opere necessarie per la realizzazione dello stesso.

L'intero progetto conta di dare informazioni circa l'opera che si intende sottoporre alla Valutazione d'Impatto Ambientale (V.I.A.) da parte del competente Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

La Valutazione di Impatto Ambientale a livello nazionale si applica ai progetti di opere indicati all'art. 7, comma 3 del D.Lgs. 152/2006, come modificato e integrato dal D.Lgs. 04/2008 e specificato nell'Allegato II.

Il progetto in oggetto ricade fra una delle tipologie destinate a VIA nazionale, nello specifico tipologia "2) installazioni relative a: centrali termiche e altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;" , essendo la potenza termica della centrale pari a circa 440 MWt.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 1. LA TECNOLOGIA SOLARE TERMODINAMICA

L'esponenziale crescita del fabbisogno energetico ha aumentato, soprattutto negli ultimi decenni, la consapevolezza della necessità di contenere le emissioni di gas serra e quindi di cercare alternative "green" per la produzione di energia.

Inoltre, un ulteriore problema delle fonti fossili è il fatto che esse sono destinate ad esaurirsi.

La principale soluzione individuata vede protagoniste le energie rinnovabili e lo sfruttamento delle stesse.

Tra esse, la tecnologia solare termodinamica potrebbe rivestire un ruolo di sempre maggiore importanza, soprattutto nei luoghi caratterizzati da elevata insolazione.

La tecnologia del solare termodinamico, o CSP (Concentrating Solar Power), si basa sull'utilizzo della fonte solare, in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili, per produrre calore ad alta temperatura e quindi energia elettrica "pulita"; tale tecnologia, grazie alle sue caratteristiche innovative ed eco-compatibili, permette di soddisfare quei parametri di efficienza di conversione energetica e di decarbonizzazione della fonte di approvvigionamento che sono alla base delle linee guida della politica energetica in atto sia in Europa che nel Mondo.

A livello del mare, in condizioni atmosferiche ottimali, la radiazione solare sviluppa una potenza dell'ordine dei 1.000 W/m<sup>2</sup>.

Tale potenza è da sola insufficiente per una produzione continua ed economicamente sostenibile di energia elettrica.

Per tanto nelle centrali solari termodinamiche a concentrazione la luce del sole viene concentrata e resa centinaia di volte maggiore al fine di ottenere una quantità di energia termica sufficiente ad avviare cicli efficienti di conversione termodinamica, ovvero l'energia del sole viene trasformata in energia termica e poi convertita in energia elettrica.

Alla base degli impianti solari ad alta temperatura, dunque, vi è un sistema per la concentrazione della radiazione solare.

Il cosiddetto fluido termovettore, che ha la funzione di trasportare il calore raccolto, può essere riscaldato fino a temperature comprese tra i 100°C e gli oltre 2.000°C (a

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

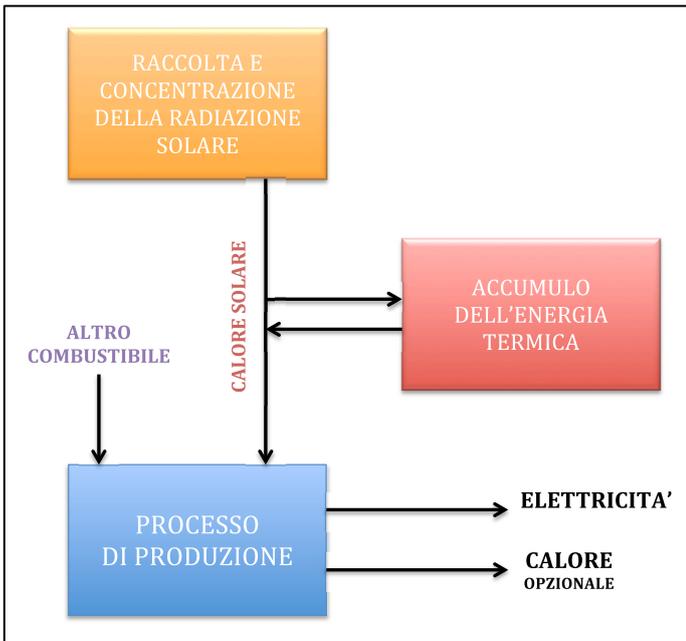
seconda del tipo di sistema di concentrazione e del fluido utilizzato) trasformando così l'energia solare in energia termica e rendendola disponibile per i più svariati processi industriali.

I sistemi CSP sono quindi impianti che permettono di trasformare la radiazione solare in energia elettrica sfruttando la possibilità di concentrare la luce del sole focalizzandola attraverso lenti o specchi concavi.

Per moltiplicare l'energia concentrata il sistema deve essere sempre allineato al sole, ovvero lo deve sempre "inseguire".

Lo schema di principio di un impianto CSP è descritto nella seguente Figura 1, l'energia termica raccolta nel "campo solare" sostituisce i tradizionali combustibili per alimentare una convenzionale turbina a vapore per la generazione di energia elettrica.

Per ovviare alla variabilità della sorgente solare, oltre alla possibilità di stoccaggio di energia termica (accumulo), si può ricorrere all'integrazione del campo solare con impianti a combustibili fossili o rinnovabili (carbone, olio, gas naturale o biomasse) andando a creare impianti ibridi.



**Figura 1: Schema di principio di un impianto solare a concentrazione**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

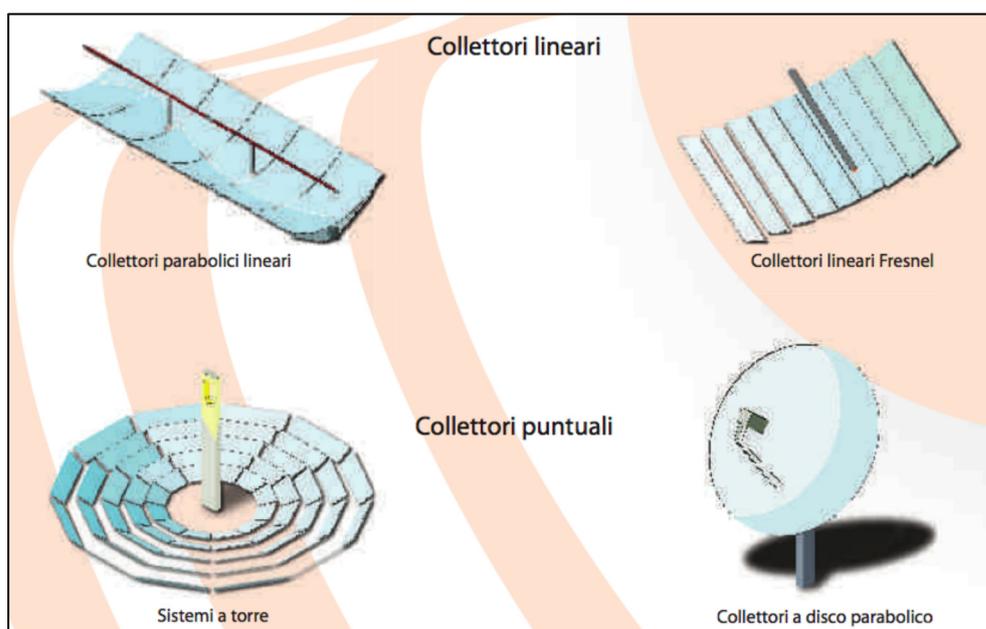
Il processo avviene nelle seguenti fasi:

1. si fanno convergere i raggi del sole sul contenitore di un fluido, detto fluido termovettore, che accumula calore ad alta temperatura;
2. l'energia termica così concentrata va ad alimentare una caldaia che produce il vapore ad alta pressione che aziona la turbina;
3. proprio come avviene in una centrale termoelettrica tradizionale, la turbina trasmette la sua energia meccanica ad un alternatore;
4. l'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
5. l'energia elettrica viene immessa in rete e distribuita alle utenze.

I sistemi a concentrazione solare si dividono in:

- *SISTEMI LINEARI*, tecnologicamente più semplici, ma con un più basso fattore di concentrazione;
- *SISTEMI PUNTUALI*, capaci di spingersi, invece, alle più elevate temperature del fluido termovettore.

I due tipi di sistemi danno luogo a quattro tipologie d'impianti CSP che si caratterizzano per la diversa geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore e sono:



**Figura 2: Tipologie impianti CSP**

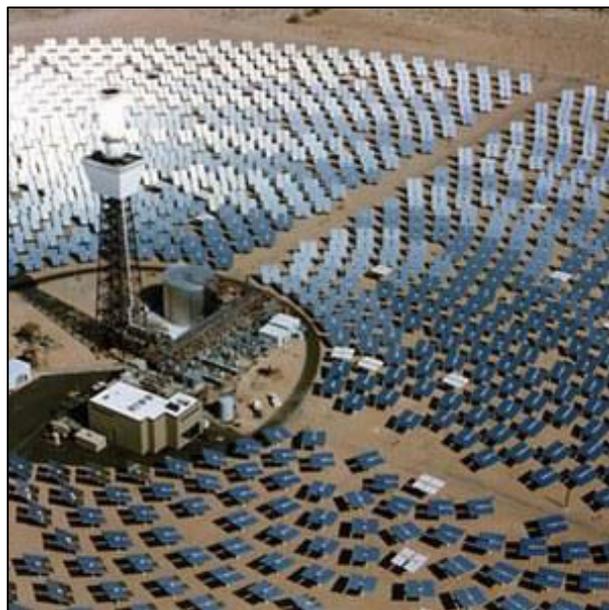
<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

1. Collettori a Disco Parabolico (Parabolic Dish), costituiti da un concentratore circolare di forma parabolica, detto disco, che insegue il sole muovendosi attorno a due assi ortogonali, e ne concentra la radiazione su un "ricevitore" montato nel suo punto focale, dove solitamente è posizionato un motore, che sfrutta l'energia termica ricevuta per produrre direttamente energia meccanica o elettrica.



**Figura 3: Parabolic Dish**

2. Sistemi a torre con ricevitore centrale (Tower, CRS), in cui un sistema di specchi piani (eliostati) concentra i raggi solari su un "ricevitore" fisso posto alla sommità di una struttura a torre. Questa soluzione permette di raggiungere temperature molto elevate.



**Figura 4: Impianti CSP a torre con ricevitore centrale**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

3. Collettori parabolici lineari (Parabolic Trough), in cui lunghe file di specchi di forma parabolica concentrano i raggi del sole su un tubo ricevitore al cui interno scorre un opportuno fluido "termovettore" che si riscalda fino alle temperature desiderate in funzione del successivo utilizzo: dai 150°C per impieghi termici in processi industriali fino ad oltre 600°C per la produzione di energia elettrica.



**Figura 5: Collettori Parabolici Lineari**

4. Collettori lineari Fresnel (LFR): sono simili ai concentratori parabolici, con movimentazione ad un solo asse e concentrazione su un tubo ricevitore. Diversamente dai collettori parabolici, la superficie riflettente è scomposta in un insieme di strette file di specchi che ruotano insieme inseguendo il sole e concentrandone i raggi su un ricevitore tubolare fisso.



**Figura 6: Collettori Lineari Fresnel**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Inoltre, le centrali solari termodinamiche vengono distinte in base al tipo di fluido termovettore utilizzato: si parla di *centrali di prima generazione* per quelle che utilizzano come fluido termovettore *olio diatermico* e di *centrali di seconda generazione* per quelle che utilizzano i *sali fusi* (miscela di nitrati di sodio e potassio). Nelle centrali di prima generazione, che usano oli sintetici, la temperatura massima del fluido termovettore è limitata a circa 390°C (valore oltre il quale l'olio diventa instabile e il collettore tende ad esplodere) ed è elevato il pericolo di incendio oltre all'enorme rischio ambientale in caso di fuoriuscita accidentale, visto che gli oli diatermici sono oltre che infiammabili, altamente tossici.

Nelle centrali CSP di ultima generazione l'olio diatermico è sostituito dai sali fusi.

L'impiego di sali fusi come fluido termovettore consente notevoli vantaggi:

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 della temperatura d'esercizio del campo solare fino a 550°C, con aumento delle prestazioni del ciclo termodinamico e quindi di efficienza di conversione elettrica;
3. la riduzione dei pericoli di esercizio della centrale in quanto i sali non sono tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi: l'intero sistema non è sorgente di rischio o di altri fastidi (rumore) per le popolazioni presenti nelle sue vicinanze.

Se si esclude il caso particolare dei collettori a disco, appare evidente che con i collettori solari la radiazione solare non è trasformata direttamente in energia elettrica, ma viene raccolta sotto forma di energia termica e come tale può essere facilmente accumulata in opportuni sistemi di stoccaggio (generalmente serbatoi) per essere poi utilizzata, direttamente sotto forma di energia termica o trasformata in elettricità, anche in momenti successivi a quelli in cui è stata raccolta.

La possibilità di modulare l'erogazione dell'energia raccolta, ovvero la dispacciabilità, è una peculiare caratteristica della tecnologia CSP che la contraddistingue e la rende particolarmente vantaggiosa rispetto ad altre energie rinnovabili.

L'energia termica così raccolta e disponibile ad elevate temperature può essere destinata a molteplici applicazioni, tra le quali la principale è ovviamente la

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

conversione in energia elettrica mediante cicli Rankine in turbomacchine (a vapore d'acqua o con fluidi organici).

Tuttavia non possono essere dimenticate applicazioni sotto forma di energia termica: riscaldamento di fluidi nell'industria di processo, climatizzazione di grandi ambienti mediante generatori di freddo ad assorbimento, produzione di acqua dissalata o applicazioni più estreme come la produzione di idrogeno.

La gamma di potenze ottenibili con questi sistemi va da una decina di kW ad alcune centinaia di MW, raggiungibili raggruppando più impianti modulari.

Attualmente solo le centrali solari a concentratori parabolici lineari (CSP Trough) di seconda generazione hanno raggiunto una maturità tecnologica tale da essere competitive con i sistemi di tipo convenzionale.

La realizzazione di un impianto solare termodinamico è molto simile a quella delle tradizionali centrali termoelettriche, o più in generale alla costruzione di impianti tecnologici di grandi dimensioni.

Il processo parte, infatti, dalla produzione della componentistica necessaria, che richiede un grosso sforzo di sviluppo della tecnologia e progettazione in relazione alla specificità dell'impianto, che presenta caratteristiche diverse a seconda della sua destinazione d'uso.

La produzione dei componenti è, infatti, coordinata dall'attività di progettazione e integrazione tecnologica, che ha il compito di predisporre il progetto complessivo di impianto prevedendo e studiando possibili integrazioni con altri impianti tradizionali o basati su fonti rinnovabili.

L'ingegneria e la costruzione è, invece, la parte che fa riferimento alla realizzazione dell'impianto e comprende la gestione della logistica e degli approvvigionamenti sia del cantiere per le opere edili che di ingegneria.

L'attività di gestione dell'impianto inizia subito dopo la sua realizzazione e consiste nella gestione operativa e nella manutenzione e comprende tutti gli obblighi, anche di natura amministrativa, collegati alla proprietà dell'impianto e all'attività di trading dell'energia elettrica prodotta.

Analogamente a quanto si è storicamente fatto per le centrali tradizionali, anche nel caso delle centrali a concentrazione solare è necessario collegare lo sviluppo delle

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

attività sopra descritte all'interno di una filiera di sviluppo.

L'attivazione di una filiera che coinvolga tutte le attività sopra descritte è assolutamente necessaria per affrontare in maniera competitiva il mercato globale, come già si è iniziato a fare in Spagna e Germania.

È importante, inoltre, tenere conto, nei piani industriali anche di breve periodo, che la domanda globale è destinata a salire e di conseguenza è necessario analizzare i possibili mercati internazionali di sbocco ed eventuali localizzazioni strategiche per rispondere ai mercati esteri di consumo delle tecnologie.

L'Italia è appunto il posto ideale dove fare partire la filiera del CSP, in quanto la maggior crescita di impianti di questo tipo sarà nelle aree Nord africane che si affacciano nel mediterraneo e, di conseguenza, di più facile accesso sia logistico che storico per imprese localizzate in Italia.

L'obiettivo che l'Italia dovrebbe porsi è, pertanto, quello di avere una verticalizzazione della filiera che parta dalla produzione di componenti e cresca realizzando impianti nel territorio, attraverso i quali abbattere i costi di investimento e potersi presentare sul mercato estero con una buona tecnologia testata su campo a costi competitivi.

L'Italia è la perfetta localizzazione per la filiera del solare termodinamico, anche per il fatto che possiede già un tessuto industriale formato da imprese che gravitano attorno al settore termotecnico delle grosse centrali di produzione di energia elettrica, pertanto può sfruttare le risorse e le competenze già acquisite in altri settori manifatturieri (la meccanica, l'automazione, l'elettrotecnica e l'elettronica) per non lasciare il campo alle sole importazioni degli apparati e delle componenti industriali degli impianti a fonti rinnovabili che, ad oggi, sono, in gran parte, prodotte da imprese internazionali.

Analogamente a quanto è stato fatto da società che hanno tracciato il percorso sullo sviluppo delle tecnologie del solare termodinamico in Spagna e negli Stati Uniti, le filiere hanno motivo di esistere laddove c'è possibilità di avere una modesta fase di realizzazione di parchi dove poter integrare esperienza industriale su campo.

Una tale strategia permette, infatti, di focalizzare inizialmente gli investimenti sulle strutture e sulla realizzazione di impianti in aree ristrette per abbassare i costi di installazione ed essere più competitivi sul mercato globale.

A seguito della pubblicazione del decreto incentivante, l'Italia ha visto crescere il

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

numero di società impegnate nella realizzazione della filiera, sia per la parte riguardante l'impiantistica tradizionale, sia per lo sviluppo e la specializzazione della componentistica.

Vale la pena citare due esempi di raggruppamenti di operatori che hanno attivato negli scorsi anni progetti del tutto innovativi:

- Il consorzio FREeSUN, nato per iniziativa di FERA (Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative Srl) nel contesto del progetto di Industria 2015.

Lo scopo del progetto FreeSun è quello di effettuare una ricerca industriale mirata alla progettazione di un impianto di grossa potenza (50 MW) per produrre energia elettrica in condizioni standalone (con un sistema di stoccaggio), utilizzando e migliorando componenti attualmente esistenti, in modo da massimizzare l'efficienza dell'impianto e ridurre i costi relativi all'installazione e alla gestione.

I tre principali obiettivi a cui è finalizzato il progetto sono:

- lo sviluppo della tecnologia solare termodinamica con bassi costi di realizzazione;
  - la costruzione di un impianto CSP Linear Fresnel per la produzione di energia elettrica fino a 1 MW;
  - la creazione di una filiera italiana per lo sviluppo industriale dei sistemi CSP.
- Il consorzio solare XXI nato sotto la spinta del progetto Archimede, sviluppato da ENEA, che prevedeva e ha realizzato l'integrazione di un impianto CSP da 5 MW con una tradizionale centrale termoelettrica. Il consorzio ha sviluppato un collettore solare parabolico che usa una miscela di sali fusi come fluido termovettore.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 1.1. STORIA E PROSPETTIVE DELLA TECNOLOGIA SOLARE TERMODINAMICA

I primi tentativi di sfruttamento dalla radiazione solare concentrata iniziano alla fine del 1800 con realizzazioni che, nei limiti dell'epoca, già anticipano i concept attuali.

Alla fine degli anni '70, poi, Sandia National Labs, in partnership con SERI, predispose alcuni progetti per sviluppare una tecnologia che avrebbe permesso la produzione di elettricità utilizzando l'energia solare.

Il principio su cui si basava questa importante intuizione scientifica era che le radiazioni solari, se concentrate, possono raggiungere temperature tali da poter scaldare fluidi.

Le prime centrali CSP furono, dunque, realizzate in una regione con una forte irradiazione solare, il Deserto del Mojave (California).

Sfortunatamente, il progetto si interruppe presto perché l'unica società privata che investì nello sviluppo di questa nuova tecnologia fallì.

Riprese in seguito alla fine degli anni '90.

Dopo la fase pionieristica, con l'esperienza positiva degli impianti SEGS, che ha portato la potenza complessivamente installata a oltre 350 MW, e a cui è seguito un lungo periodo di stasi, dal 2007 le tecnologie solari termodinamiche sono entrate in una fase di sviluppo commerciale, caratterizzata da numerosi impianti di dimensioni significative, con potenza unitaria di 50 MW.

Nella tabella successiva sono riportate le tappe fondamentali dello sviluppo della tecnologia CSP.

<b>ANNI</b>	<b>AVVENIMENTI IMPORTANTI</b>
<b>Anni '70</b>	Iniziano le prime ricerche scientifiche per sviluppare la tecnologia CSP.
<b>Anni '80</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nel 1984 inizia a funzionare la prima centrale commerciale a collettori parabolici (la SEGS I da 14 MW).</li> <li>• Continuano le ricerche per identificare tecnologie CSP alternative (Torre Solare, Disco Stirling e Fresnel).</li> </ul>
<b>Anni '90</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nel 1990 sono costruite 8 centrali SEGS con una capacità totale di 354 MW.</li> <li>• Nel 1998, si predispose il primo programma riguardante la tecnologia del collettore solare.</li> </ul>

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

<b>2000/2005</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nel 2004, presso Sandia Labs, sono realizzate le centrali Solar 1 e Solar 2 di 150 MW. Nello stesso anno, la legislazione spagnola incrementa gli incentivi da destinare alla costruzione della prima centrale CSP di 200 MW.</li> <li>Una conferenza sulle CSP tenutasi a Bonn a cura di Solar PACES contribuisce a una maggior sensibilizzazione su questo tema.</li> </ul>
<b>2006/2010</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nel 2007, la costruzione delle centrali PS10 in Spagna e di NEVADASOLAR 1 negli USA, rappresenta l'inizio della fase di lancio commerciale di questa tecnologia.</li> <li>Nel 2008 sono realizzate Adansol-1 in Spagna e Kimberlina negli USA.</li> <li>Nel 2009 la realizzazione di PS20, Sierra Sun Tower e PE1 permettono di raggiungere i 511 MW.</li> <li>Nel 2010 sono entrate in esercizio altre due centrali Abdasol-2 (PT, 50 MW) e Maricopa (DS, 1,5 MW). Nel 2010 è stata inaugurata dall'Enea la centrale "Archimede" a Priolo Gargallo (SR), la prima con tecnologia a sali fusi. Nel 2010 è entrato in esercizio un impianto a collettori parabolici in Marocco di proprietà ABENER (ISCC Ain Beni Mathar).</li> </ul>
<b>2011</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Completato l'impianto <i>Gemasolar</i> di 19,9MW, in grado di produrre energia per 24 ore consecutive.</li> </ul>

Nel 2010 la potenza complessivamente installata ha raggiunto circa 1 GW, con una crescita di quasi il 50% rispetto all'anno precedente.

In termini economici questo sviluppo è corrisposto a un investimento complessivo di circa 10 miliardi di €, particolarmente significativo in un periodo caratterizzato da crisi diffusa.

Il 2012 è stato un anno turbolento per la nascita di nuovi mercati e il decadimento di altri.

In America non sono stati installati impianti, ma i principali progetti stanno andando avanti e saranno connessi durante l'anno corrente, il 2013.

In Spagna, dopo il cambiamento della normativa sull'incentivazione dell'energia rinnovabile, l'intero settore è stato messo in stand-by.

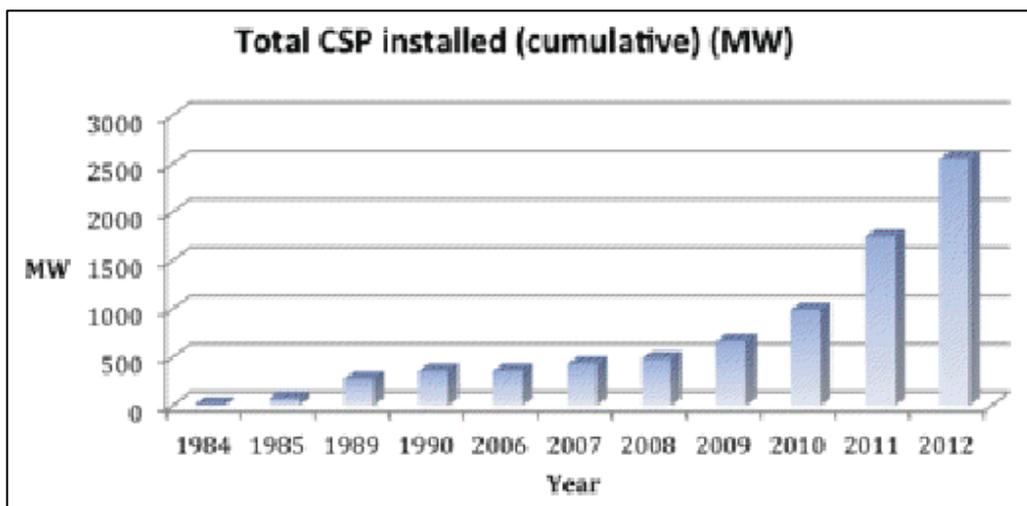
I più grandi impianti CSP in costruzione, uno a torre (Ivanpha, 377 MW) ed uno a collettori parabolici (Solana, 280 MW), saranno realizzati in America, USA.

Secondo il rapporto della CSP World la situazione del 2012 può essere riassunta

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

come segue:

- Il **Sud Africa** appare come un mercato promettente per il CSP: sono iniziati i lavori per i primi impianti. Abengoa sta costruendo un impianto a torre da 50 MW e un impianto a collettori parabolici da 100 MW e anche un altro impianto a collettori parabolici da 50 MW sarà costruito dalla ACWA;
- Il **Marocco** ha programmato di incentivare impianti CSP nell'ambito di un quadro normativo sostenibile in grado di attrarre investitori privati;
- Ad **Abu Dhabi** è stato completato l'impianto Shams 1, 100 MW a collettori solari;
- L'**Arabia Saudita** ha annunciato un grande investimento nell'energia solare, nei prossimi 20 anni è stato pianificato di raggiungere un target di 25 GW di impianti CSP;
- L'**India** ha annunciato la seconda fase del JNNSM (Jawaharlal National Solar Mission) e i nuovi progetti di CSP sono stati rinviati al 2014-2015 a causa di ritardi avuti nella prima fase;
- La **Cina** ha completato il primo impianto pilota a torre dopo sei anni di lavori;
- Il **Cile** ha commissionato il primo impianto CSP per produrre vapore per una miniera di rame. Inoltre il paese sta sviluppando una normativa per incentivare gli impianti CSP.



*Figura 7: Andamento delle installazioni CSP*

Inoltre, il 2012 è stato un anno di sviluppo del settore solare termodinamico in termini

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

di progetti di ricerca tecnologica:

- La Commissione Europea ha approvato il progetto EU-Solaris, un accordo a lungo termine fra i centri di ricerca dell'area Mediterranea per gestire congiuntamente progetti e servizi;
- In Spagna è stato costruito, vicino all'impianto pioneristico di Almeria, un nuovo impianto sperimentale dalla CTAER (Advanced Technology Center for Renewable Energy) consistente in un impianto a torre con specchi ricevitori mobili su rotaie invece di semplici eliostati;
- In America, nei laboratori della Sandia, è pronto all'uso un nuovo loop a sali fusi con tecnologia Fresnel;
- Il "SOLUGAS project", un impianto a torre ibrido, guidato da Abengoa è stato completato ed è operativo;
- È stato costruito ed è operativo, in Spagna, il primo impianto CSP ibrido con un impianto a biomasse;
- Un nuovo impianto a torre sperimentale è stato costruito in Cina;
- Il DOE americano (Department of Energy) ha annunciato a Giugno 2012 i vincitori del progetto SunShot: 21 progetti termodinamici atti a raggiungere un'ingente riduzione del costo a kWh dell'energia generata da CSP.
- Altri 2 progetti di ricerca sul sistema di trasferimento di calore al fluido termovettore sono iniziati due mesi più tardi;
- Gossamer e 3M hanno annunciato un nuovo collettore con un'area maggiore: il LAT 73 con una larghezza di 7,3 metri e un fattore di concentrazione che raggiunge circa 100x.

Da aggiungere che il 3 luglio 2013 Archimede Solar Energy (ASE) e Chiyoda Corporation, società coinvolte nel progetto in oggetto, hanno inaugurato la più avanzata centrale solare a energia solare concentrata.

La centrale rappresenta il primo impianto dimostrativo al mondo funzionante con Sali Fusi a 550°, con tecnologia a specchi parabolici, ed è situato nell'area industriale e produttiva di ASE a Massa Martana (Perugia).

Costruita con componenti Italiani ed ingegneria Giapponese, lo scopo della centrale

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

sperimentale è di costituire una vetrina per la tecnologia, tutta italiana, del solare termodinamico a Sali Fusi, frutto di una intuizione del premio Nobel Carlo Rubbia.

Il potenziale offerto dai Sali sarà provato nell'impianto di test dotato di tubi ricevitori prodotti da Archimede Solar Energy (ASE), attualmente l'unico produttore al mondo, su scala commerciale, di tubi ricevitori a sali fusi.

Attualmente, la tecnologia dominante è quella dei collettori parabolici lineari, con quasi il 90% della potenza installata; le torri solari rappresentano quasi il 10%, mentre i dischi parabolici e i collettori a lente di Fresnel hanno un ruolo ancora marginale.

Nei prossimi 10 anni le torri dovrebbero raggiungere una quota di potenza installata del 15 ÷ 20%, i dischi solari il 10 ÷ 12% e i collettori a lente di Fresnel il 2 ÷ 4%.

Per quanto riguarda la distribuzione geografica, i Paesi guida sono la Spagna e gli Stati Uniti, a cui si stanno affiancando i Paesi del Mediterraneo (Algeria, Marocco, Egitto e Israele), che hanno in progetto, per i prossimi 10 anni, impianti per circa 2 GW e Paesi emergenti come Cina e India, con progetti per 400 MW.

Una grossa spinta allo sviluppo applicativo delle tecnologie solari termodinamiche deriva dalla crescente domanda di energie rinnovabili, a cui si aggiungono alcuni vantaggi specifici di queste tecnologie rispetto ad altre fonti rinnovabili:

- prevedibilità e affidabilità della produzione elettrica,
- costi competitivi,
- elevata potenza unitaria degli impianti,
- elevata quota locale negli investimenti.

La sfida più importante è il raggiungimento della "grid parity", cioè il costo di produzione dell'energia elettrica competitivo rispetto ai combustibili fossili.

Secondo gli operatori del settore, riuniti nell'associazione ESTELA, questo obiettivo dovrebbe essere raggiunto attraverso 3 fasi:

- la fase attuale, iniziata nel 2007 e che dovrebbe proseguire fino al 2015, caratterizzata da una potenza complessivamente installata fino a 10 ÷ 12 GW, taglie unitarie di impianto da 50 a 100 MW e costo dell'energia elettrica in leggera discesa (27 ÷ 30 c€/kWh);

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- una successiva fase, fino al 2020, che dovrebbe portare la potenza complessiva fino a 18 ÷ 30 GW, con impianti di potenza unitaria di 100 ÷ 250 MW e costi di produzione prossimi a quelli delle fonti tradizionali (10 ÷ 18 c€/kWh);
- una fase finale, fino al 2025, con potenza complessiva di 60 ÷ 100 GW, impianti di grandi dimensioni (oltre 250 MW) e costi di produzione dell'energia competitivi (meno di 10 c€/kWh).

Secondo queste stime, quindi, dopo il 2025 le tecnologie solari termodinamiche dovrebbero essere in grado di diffondersi senza ulteriori interventi di sostegno o sforzi di innovazione e i limiti di applicazione dipenderanno solo dalle condizioni di insolazione e dalla disponibilità di superfici.

Se tale obiettivo verrà raggiunto, le prospettive di mercato nel medio-lungo termine appaiono molto promettenti: ad esempio, le proiezioni IEA (ETP 2010) indicano una progressiva penetrazione di questi sistemi, che dovrebbero raggiungere circa il 5% della produzione elettrica mondiale al 2030 e il 10% al 2050.

Nell'ambito delle fonti rinnovabili, il forte sviluppo commerciale delle tecnologie fotovoltaiche ha messo in concorrenza termodinamico e fotovoltaico nel campo dei grossi impianti; infatti l'avvicinarsi dei costi di produzione tra i due sistemi ha spostato i termini di confronto su altre caratteristiche, come ad esempio la rapidità di realizzazione degli impianti fotovoltaici e la dispacciabilità dell'energia, grazie al "thermal storage", del termodinamico.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 1.1.1. PRINCIPALI OPERATORI DEL SETTORE

I Paesi maggiormente impegnati nello sviluppo di tecnologie, nella progettazione d'impianti e nella fabbricazione di componenti speciali per impianti solari termodinamici sono: Spagna, Germania, Italia, USA e Israele.

La principale sfida tra gli operatori è rappresentata dalla capacità di internazionalizzazione, cioè la capacità di stringere relazioni e cogliere le opportunità in altri Paesi, prescindendo dallo sviluppo di una domanda interna significativa.

Tra le società di ingegneria europee impegnate nel solare termodinamico hanno un ruolo di rilievo le spagnole Cobra, Acciona e Abengoa Solar, la tedesca Solar Millennium, le italiane Techint, Tecnimont ed ENEL Ingegneria e Innovazione.

L'impegno delle grandi società di componentistica è rivolto alla standardizzazione dei prodotti e dei processi produttivi e alla crescita attraverso acquisizioni.

Tra i maggiori produttori di collettori parabolici lineari ci sono: Flagsol (Germania), Consorzio Solare XXI (Italia), Abengoa Solar, Albiassa Solar e Novatec Biosol (Spagna), Solargenix Energy (USA).

Per le strutture di supporto dei collettori si possono citare la tedesca Almeco (con stabilimenti anche in Italia), la spagnola Isowat Made e l'italiana D&D di Udine.

Noti produttori di collegamenti flessibili sono: Senior Berghöfer (Germania) e Astroflex (Italia).

Il mercato mondiale dei tubi ricevitori è dominato da tre marchi: la tedesca Schott, l'israeliana Solel e l'italiana Archimede Solar Energy.

Importanti produttori di specchi parabolici sono: Flabeg, Ronda (Italia), RioGlass Solar (Spagna), Ausra (USA) e Saint-Gobain (Francia).

Alle aziende specializzate nel solare termodinamico tendono ad aggiungersi nuove aziende che diversificano il loro settore di attività per cogliere nuove opportunità, per esempio la già citata Almeco, azienda multinazionale con stabilimenti anche in Italia, che opera da anni nel settore dell'illuminotecnica, si è recentemente impegnata nella produzione di collettori solari e conta di ottenere il 10% del proprio fatturato dall'industria del solare termodinamico.

La situazione industriale è comunque in continua evoluzione, anche per l'affacciarsi

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

sul mercato internazionale di nuovi produttori cinesi; anche per quanto riguarda società e compagnie impegnate nel settore, il 2012 ha visto la nascita di nuove e il fallimento/cambiamento di vecchie.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **1.1.2. IL SOLARE TERMODINAMICO IN ITALIA**

### **1.1.2.1. Prospettive di Sviluppo**

Per quanto riguarda l'Italia, dopo i primi lavori pioneristici del Prof. Francia, iniziati a partire dagli anni '60, e dopo la realizzazione dell'impianto Eurelios del 1980, sia le attività di ricerca e sviluppo, sia l'impegno industriale nel settore sono stati praticamente abbandonati.

Solo nel 2000 i programmi di ricerca proposti dal premio Nobel Prof. Carlo Rubbia, condotti al CRS4, in Sardegna, e all'ENEA, hanno permesso un nuovo rilancio, sia scientifico che industriale, nel settore.

Di fatto in questi ultimi anni l'Italia ha guadagnato posizioni di leadership, soprattutto per gli aspetti relativi all'utilizzo dei sali fusi come mezzo vettore termico in impianti a collettori parabolici lineari, tecnologie utilizzate nell'impianto "Archimede" di Enel.

La situazione in Italia nel 2010 è stata caratterizzata dall'entrata in funzione dell'impianto Archimede di Priolo Gargallo, che, con una potenza di 5 MW, inserisce il nostro Paese tra gli utilizzatori commerciali del solare termodinamico.

Tuttavia il peso del mercato nazionale rimane marginale a fronte dell'impegno delle aziende italiane del settore e dell'attività di ricerca, soprattutto dell'ENEA.

Le prospettive di applicazione in Italia delle tecnologie solari termodinamiche in impianti di grossa taglia per la produzione di energia elettrica appaiono modeste, in quanto le condizioni ottimali per il loro impiego si riscontrano in una parte limitata del territorio nazionale, in particolare la Sicilia, il sud della Puglia e parte della Sardegna. Inoltre, anche in queste regioni l'utilizzo di vaste aree pianeggianti e ben servite da infrastrutture viarie e reti elettriche si scontra a volte con impieghi alternativi, per esempio commerciali, industriali e/o artigianali.

Rimangono disponibili le aree agricole ormai abbandonate o a bassa capacità produttiva, comprese quelle soggette alla desertificazione mediterranea, le aree industriali dismesse o le discariche esaurite, dove questi impianti potrebbero rappresentare un utile modo per riutilizzare l'ambiente.

In questa situazione, le aziende nazionali, molto attive nel settore, da un lato puntano

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

al consolidamento della tecnologia per i grandi impianti, attraverso l'avvio di progetti dimostrativi di alcune decine di MW in Italia e la partecipazione ad iniziative analoghe in altri paesi (come quelli della sponda sud del Mediterraneo, Medio Oriente, India), dall'altro cercano soluzioni alternative, promettenti anche per il mercato italiano.

Tra i progetti più interessanti per le applicazioni di potenza da realizzare in Italia, vanno citati quelli che vedono come principale protagonista ENEL Green Power, che in collaborazione con altre aziende nazionali ed europee dovrebbe costruire in Sicilia impianti di taglia dell'ordine di 25-30 MW, che sono stati proposti nell'ambito dei programmi europei (VII Programma quadro, NER 300) ed utilizzano la tecnologia a sali fusi.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 1.1.2.2. L'Industria Nazionale

In Italia, anche se c'è stata una prima realizzazione già negli anni '80 (impianto Eurelios), l'industria del solare termodinamico nasce negli anni 2000 in seguito alle attività di ricerca e sviluppo dell'ENEA.

Tali attività hanno portato ad una serie di innovazioni che consentono di rendere più efficiente la tecnologia basata sui collettori parabolici lineari, ed in particolare:

- la tecnologia dei sali fusi come fluido termovettore in circuiti di grande estensione;
- un nuova struttura del collettore solare, con tubo di torsione, centine e correnti;
- un rivestimento spettralmente selettivo particolarmente efficiente;
- un nuovo tubo ricevitore con prestazioni avanzate;
- nuovi pannelli riflettenti con tecnologia a vetro sottile.

La partecipazione ai progetti di sperimentazione e la condivisione di nuove conoscenze hanno consentito a diverse aziende di fare esperienza in un nuovo settore, qualificarsi e in qualche caso di raggiungere posizioni di vertice a livello internazionale, come nel caso di Archimede Solar Energy (gruppo Angelantoni Industrie), che ha recentemente realizzato un nuovo impianto di produzione per il tubo ricevitore, incrementando il personale addetto e prevedendo ulteriori sviluppi.

Altra grossa opportunità è stata la costruzione dell'impianto Archimede, in seguito alla quale il Gruppo ENEL può accreditarsi come riferimento industriale per questo tipo di tecnologia.

Anche nella componentistica si sono affermate diverse aziende italiane, tra cui Ronda HighTech, Astroflex e DD.

Ronda High Tech ha maturato una notevole esperienza specifica nella realizzazione di pannelli riflettenti e strutture di collettori parabolici lineari.

In collaborazione con l'ENEA ha sviluppato un pannello riflettente innovativo, costituito da un supporto in materiale composito SMC (Sheet Moulding Compound) con specchio in vetro sottile.

Questa soluzione consente di ottenere eccellenti caratteristiche dimensionali e

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

strutturali ed è stata adottata per l'impianto Archimede.

Astroflex, azienda specializzata nella produzione di tubi di acciaio flessibili in grado di resistere ad elevate pressioni e temperature, è impegnata con l'ENEA a sviluppare nuovi sistemi di collegamento flessibile tra i collettori solari e le parti fisse dell'impianto.

D.D. di Udine è specializzata nella realizzazione di carpenteria metallica, lavorazioni a macchine utensili e assemblaggio macchine. Ha acquisito esperienza nella produzione di carpenteria metallica di precisione per le strutture di supporto dei collettori parabolici lineari e in collaborazione con l'ENEA ha sviluppato un nuovo modello di collettore e un meccanismo innovativo per il movimento dei collettori nell'inseguimento solare. Attualmente, è impegnata nello sviluppo di un impianto completo tipo mini CSP.

Altre aziende italiane con esperienza nel solare termodinamico sono:

- POLO, ITIV e Steroglass nella fabbricazione di tubi ricevitori;
- Reflex, Menzolit, Polynt, FastGlass, Diplomatic, SIFA, Comes, BHT, Donati Group, Faini Telecommunication Systems, SIFA nei collettori solari;
- Alstom Power per l'ingegneria dei circuiti a sali fusi;
- Ansaldo, per lo sviluppo del generatore di vapore solare;
- Italcementi, Ingegneria Consorzio CSP, Tolo Energia, per il sistema di accumulo termico.

In generale si può dire che gli operatori italiani continuano a scommettere nello sviluppo del "Made in Italy" in questo settore: hanno costituito un'associazione di categoria (ANEST) e continuano a dare segnali significativi nella componentistica e nell'impiantistica in termini di investimenti e di incremento del personale addetto.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 1.1.3. LA RICERCA

Le principali organizzazioni di ricerca impegnate sul solare termodinamico a livello internazionale sono:

- CIEMAT, CENER, CTAER, Plataforma Solar de Almería, Universidad de Sevilla in Spagna;
- NREL, Sandia in USA;
- DLR, Fraunhofer Institute in Germania;
- ENEA in Italia.

A livello europeo, le attività di ricerca e sviluppo nel settore sono inserite nel SET Plan e vengono portate avanti nell'ambito della European Energy Research Alliance (EERA).

Per i parabolic trough la ricerca è oggi prevalentemente di tipo industriale, riguarda principalmente il miglioramento delle prestazioni e l'ottimizzazione del processo di fabbricazione dei componenti chiave (struttura di supporto dei collettori, tubo ricevitore, coating selettivo, pannelli riflettenti), mentre la ricerca di base riguarda principalmente i fluidi termo vettori, per ampliare il campo delle temperature di lavoro, e il sistema di accumulo termico, con lo studio di soluzioni ad unico serbatoio, utilizzo di materiali inerti come mezzo di accumulo e sviluppo di materiali cementizi speciali e geometrie innovative per la costruzione dei serbatoi.

L'ENEA ha un impegno rilevante sulle diverse tematiche, sia per quanto riguarda il supporto alla ricerca industriale, con qualificazione sulle sue facilities sperimentali di nuovi componenti di impianto e soluzioni innovative proposte dalle aziende, che per le attività più di base, nell'ambito di rilevanti progetti sia nazionali che europei.

Per i Solar Tower l'attività di ricerca è condotta soprattutto da Università e centri di ricerca e generalmente è connessa a dimostrazione su scala industriale.

Non mancano tuttavia imprese industriali impegnate in questo campo, come per esempio l'italiana Ronda che sta portando avanti in Toscana il progetto pilota STAR (Solare Termodinamico ad Alto Rendimento) per testare un eliostato su torre rotante, in grado di aggiungere al concentratore elevato fattore di concentrazione (1.200) e di captare radiazione solare anche con sole basso sull'orizzonte.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

La tecnologia dei Solar Dish ha avuto inizi molto promettenti, come l'impianto pilota EuroDish, da 10 kW, installato nel 2002 presso il sito ERSE di Milano.

Anche in Italia, sono stati sviluppati sistemi di piccola taglia (da 1 kW a qualche kW), mentre per sistemi di maggiore potenza, che potrebbero, in prospettiva, rappresentare una valida alternativa agli impianti fotovoltaici sulle taglie medie, rimangono da risolvere i problemi di scale up, standardizzazione e industrializzazione, e su di essi si registra al momento un limitato impegno.

La tecnologia dei collettori a lente di Fresnel è stata dimostrata con successo su scala sperimentale, con contributi importanti da parte del consorzio FREESUN (imprese e centri di ricerca); presenta notevoli vantaggi in termini di semplicità costruttiva a fronte di limitate riduzioni di efficienza rispetto ai collettori parabolici lineari, ma rimangono da risolvere alcuni problemi sull'allineamento degli specchi e al momento non si registrano significativi impegni sulla standardizzazione e industrializzazione dei componenti.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### 1.1.4. LA SITUAZIONE NORMATIVA ITALIANA

In Italia nel corso del 2008 è stato emanato, in ottemperanza di quanto previsto nel D.lgs. 387 del 2003, relativo alle norme per l'incentivazione della produzione elettrica da fonte solare, uno schema di tariffe agevolate per gli impianti che producono energia elettrica mediante sistemi solari termodinamici.

Il meccanismo d'incentivazione in Conto energia per gli impianti solari termodinamici, regolato dal D.M. 11 Aprile 2008 e dalle successive modifiche apportate dal D.M. 6 luglio 2012, remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni.

Le tariffe restano costanti per il periodo d'incentivazione.

Nel caso di impianti ibridi, cioè alimentati sia da fonte solare che da altre fonti, solo l'energia elettrica derivante da fonte solare è incentivata con le tariffe del Conto energia.

Come scritto, in data 6 luglio 2012 è stato pubblicato il testo definitivo dell'ultimo decreto ministeriale sulle rinnovabili elettriche.

Tale decreto apporta delle modifiche al precedente, l'art. 28 (*Disposizioni in materia di impianti solari termodinamici*) recita:

*" 1. Per gli impianti solari termodinamici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 continuano ad applicarsi le condizioni stabilite dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 aprile 2008 recante criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. Al medesimo decreto sono apportate le seguenti modificazioni:*

*a) la tabella 6 è sostituita dalla seguente:*

<i>Tariffa incentivante [Euro/kWh elettrico prodotto]</i>			
<i>Frazione di integrazione</i>	<i>Fino a 0,15</i>	<i>Tra 0,15 e 0,50</i>	<i>Oltre 0,50</i>
<i>Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante fino a 2500 m<sup>2</sup></i>	<i>0,36</i>	<i>0,32</i>	<i>0,30</i>
<i>Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante superiore a 2500 m<sup>2</sup></i>	<i>0,32</i>	<i>0,30</i>	<i>0,27</i>

*b) le tariffe stabilite nella tabella dell'articolo 6 si applicano agli impianti che*

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

*entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2015;*

- c) non si applicano i commi 3 e 4 del medesimo articolo 6;*
- d) le tariffe di cui alla tabella 6 sono ridotte del 5% per l'anno 2015 e di un ulteriore 5% per l'anno 2016;*
- e) non si applica l'articolo 8, e trova applicazione l'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011(\*cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi);*
- f) nell'articolo 4, comma 2: la lettera a) è sostituita dalla seguente: "a) sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a: 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia superiore a 50.000 m<sup>2</sup>; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m<sup>2</sup>"; la lettera c) è soppressa;*
- g) per gli impianti che utilizzano come unica fonte di integrazione una fonte rinnovabile, il fattore di integrazione, come definito all'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 aprile 2008, è convenzionalmente considerato sempre pari a zero;*
- h) nell'articolo 11, comma 1, il termine "2.000.000 m<sup>2</sup>" è sostituito con "2.500.000 m<sup>2</sup>" e il termine "2016" è sostituito con "2020";*
- i) nell'articolo 12, comma 1, il termine "1.500.000 m<sup>2</sup>" è sostituito con "2.500.000 m<sup>2</sup>";*
- j) nell'articolo 12, comma 2, il secondo periodo è soppresso e nel primo periodo il termine "quattordici" è sostituito con "ventiquattro" .*

*2. Con successivo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare possono essere adottati provvedimenti per l'incentivazione di impianti solari termodinamici di piccola e media taglia, anche alla luce dei risultati derivanti dal monitoraggio di realizzazioni finanziate con specifici programmi per la ricerca o lo sviluppo industriale su tali applicazioni."*

Si riportano gli artt. 11 e 12 del DM 11 aprile 2008 con evidenziate le modifiche dettate dal nuovo DM rinnovabili elettriche:

*"Articolo 11*

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

*Obiettivo nazionale di potenza nominale cumulata da installare*

- 1. L'obiettivo nazionale di potenza cumulata degli impianti solari termodinamici, ivi inclusa la parte solare degli impianti ibridi, da installare entro il 2016(sostituito con 2020), è corrispondente a 2.000.000 m<sup>2</sup> (sostituito con 2.500.000 m<sup>2</sup>) di superficie captante cumulativa.*

*Articolo 12*

*Limite massimo della potenza nominale cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione*

- 1. Il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti solari termodinamici, ivi inclusa la parte solare degli impianti ibridi, che, ai sensi del presente decreto, possono ottenere le tariffe incentivanti di cui all'articolo 6 è corrispondente a 1.500.000 m<sup>2</sup>(sostituito con 2.500.000) di superficie captante cumulativa, fatto salvo quanto previsto al seguente comma 2.*
- 2. In aggiunta agli impianti che concorrono al raggiungimento della potenza elettrica cumulativa di cui al comma 1, hanno diritto alle tariffe incentivanti di cui all'articolo 6 tutti gli impianti che entrano in esercizio entro quattordici(sostituito con ventiquattro) mesi dalla data, comunicata dal soggetto attuatore sul proprio sito internet, nella quale verrà raggiunto il limite di superficie captante cumulativa di cui al comma 1. Il predetto termine di quattordici mesi è elevato a ventiquattro mesi per i soli impianti i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici(soppresso)."*

In definitiva possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, che rispettano i seguenti requisiti:

- a. sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a: 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia superiore a 50.000 m<sup>2</sup>; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m<sup>2</sup>;
- b. non utilizzano come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/Cee e 1999/45/Ce e loro successive modificazioni; il predetto requisito non è richiesto in caso di impianti ubicati in aree industriali.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 1.1.5. CONCLUSIONI

Il solare termodinamico si avvia a diventare una tecnologia commerciale in grado di dare significativi contributi all'approvvigionamento energetico mondiale.

Presenta una serie di caratteristiche molto interessanti, in particolare la possibilità di accumulare energia termica e modulare la produzione di energia elettrica in funzione delle necessità delle utenze, si può integrare facilmente con impianti termoelettrici esistenti, utilizzandone le turbine e il ciclo termico, e consente di valorizzare terreni non altrimenti utilizzabili, come le aree desertiche o agricole ormai abbandonate, le aree industriali dismesse o le discariche esaurite.

Inoltre è adatto per progetti di cooperazione allo sviluppo perché buona parte dell'investimento riguarda lavori che possono essere svolti da personale locale (opere civili, carpenteria metallica) e utilizzano materiali di limitata tecnologia (cemento, ferro) e può quindi fornire occupazione e opportunità di sviluppo per le aziende locali.

A fronte di questi vantaggi occorre considerare i limiti di applicazione, principalmente elevati valori di insolazione e disponibilità di ampi terreni pianeggianti a basso costo.

In Italia risulta quindi abbastanza difficile prevedere una forte diffusione, anche se risulta necessaria la costruzione di impianti di media taglia (intorno ai 50 MWe) nelle poche zone ritenute idonee (Sicilia, Sardegna e Sud della Penisola) al fine di acquisire un determinato know-how della tecnologia e delle opere connesse da parte della filiera nazionale italiana.

Pertanto l'interesse principale dell'Italia è prevalentemente di tipo industriale, come opportunità di esportazione della tecnologia, e in prospettiva come possibilità di realizzare impianti nella fascia del nord Africa e di scambiare tecnologia contro energia, in previsione della realizzazione di linee elettriche ad alta capacità intorno al Mediterraneo (Progetto Desertec).

Su questo fronte sono impegnati anche altri Paesi, in particolare la Germania, che pur non avendo risorse solari adeguate nel proprio territorio, sta investendo in modo considerevole sulle tecnologie solari termodinamiche e sul progetto Desertec.

In tale prospettiva le aziende italiane, che hanno sviluppato soluzioni tecnologiche

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

innovative e che si stanno impegnando in questa fase per entrare nel mercato, vanno sostenute attraverso progetti dimostrativi in Italia e opportune politiche di supporto all'esportazione.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **1.2. LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA PER IL PROGETTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"**

Tra le tecnologie disponibili sul mercato, la proponente ha scelto, per il progetto in oggetto, la tecnologia a collettori parabolici lineari con uso di sali fusi sia come fluido termovettore sia per lo stoccaggio di calore.

Le motivazioni di tale scelta sono:

- la tecnologia a collettori parabolici lineari risulta quella maggiormente consolidata a livello mondiale;
- si vuole realizzare un impianto innovativo, tale da sviluppare e consolidare la filiera nazionale del settore, soprattutto nell'uso di sali fusi come fluido termovettore;
- sono soddisfatti i requisiti tecnici imposti dal decreto Ministero Sviluppo Economico/Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo all'incentivazione per impianti solari termodinamici.

L'impatto principale degli impianti CSP risulta quello visivo, viste le grandi estensioni necessarie per il campo solare, di contro per i collettori parabolici lineari non sono richieste strutture molto elevate e gli stessi sono posizionati in modo ordinato secondo la direzione Nord-Sud.

Da valutare, inoltre, che fra le tecnologie per lo sfruttamento della risorsa solare al fine di produrre energia elettrica (fotovoltaico e termodinamico solare), in presenza di un sito idoneo, sia orograficamente che a per irraggiamento, quella termodinamica solare risulta sicuramente più producibile, anche grazie alla possibilità di stoccare calore, e quindi in grado di valorizzare maggiormente la superficie occupata e la risorsa energetica solare.

Come già scritto, le aree idonee ad ospitare tale tipo di impianti in Italia sono ridotte a causa della necessità di un'elevata radiazione solare, nello specifico della componente normale della stessa (DNI= Direct Normal Irradiation), e di aree pianeggianti e ben servite a livello di infrastrutture (viabilità e rete elettrica di distribuzione).

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI AMBIENTALI

### 2.1. IL SITO

L'individuazione finale del sito di installazione per il progetto in esame 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 ( $DNI \geq 1800 \text{ kWh/m}^2$  annuo) e di aree pressoché pianeggianti.

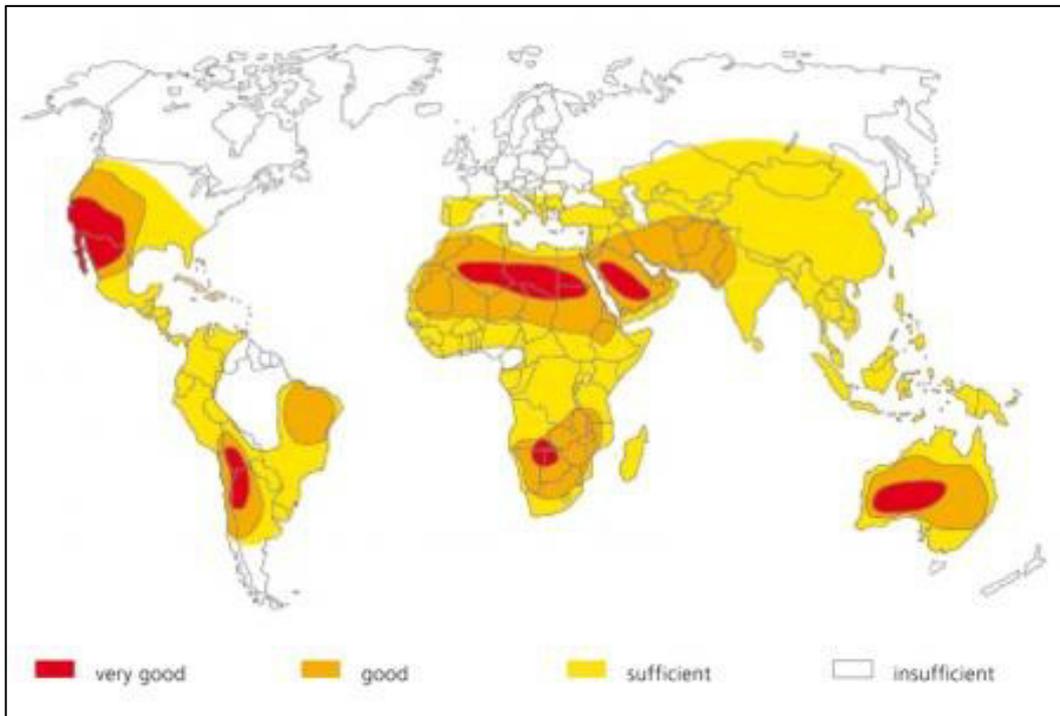
Le sole zone geografiche idonee nel nostro Paese sono quelle della Sardegna, della Sicilia e delle regioni meridionali della penisola.

Venendo allo specifico contesto della Sardegna, la selezione dei potenziali siti di installazione è ricaduta, dopo una accurata campagna di misura, nella regione compresa fra i Comuni di Giave, Cossoine e Bonorva (SS), in una zona più meridionale in provincia di Cagliari, fra il Comune di Villasor e l'adiacente Comune di Decimoputzu, e nel territorio del Comune di Gonnosfanadiga, provincia del Medio Campidano, sempre nel sud dell'isola.

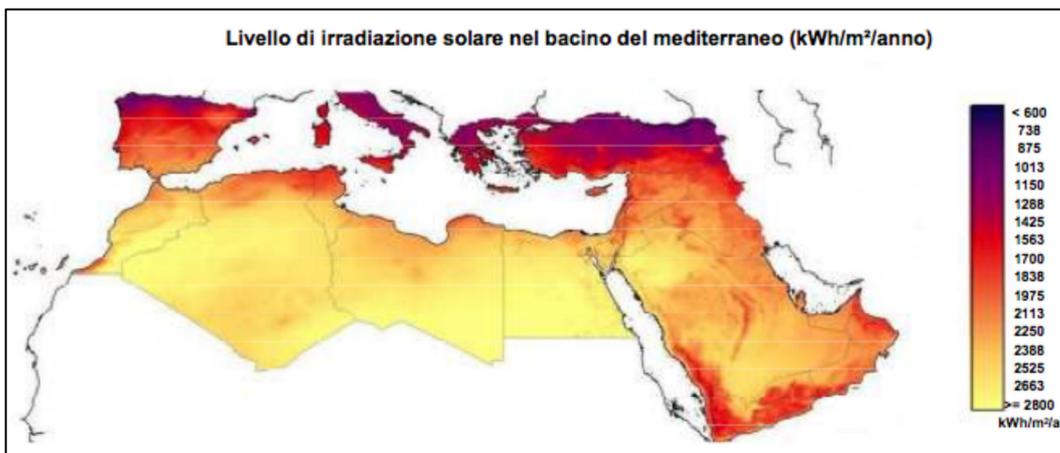
Il progetto in oggetto riguarda l'area territoriale della provincia di Cagliari, ricadente nei comuni di Villasor e Decimoputzu, zona classificata come "agricolo-pastorale" dai piani urbanistici comunali vigenti, scelta sulla base delle seguenti considerazioni:

- sufficiente livello di irraggiamento solare diretto al suolo ( $DNI \approx 1873,13 \text{ kWh/m}^2$ );
- 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.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 8: Zone Idonee per installazioni CSP**



**Figura 9: Livello di irradiazione solare nel bacino del Mediterraneo**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **2.1.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE**

L'area prescelta per la realizzazione dell'impianto è ubicata nella zona centro-meridionale del Campidano, fra i Comuni di Villasor e Decimoputzu, provincia di Cagliari, all'interno del bacino idrografico "Flumini Mannu".

L'area trova ubicazione, con quote da circa 33 a 53 m s.l.m., in una vasta zona subpianeggiante, appunto nell'ambito della depressione campidanese, bordata ad ovest da rilievi collinari che costituiscono le prime propaggini del massiccio del Monte Linas.

I centri abitati più vicini sono Vallermosa, Villasor e Decimoputzu, tutti distanti fra i 4.000 e 5.000 metri dal sito d'interesse.

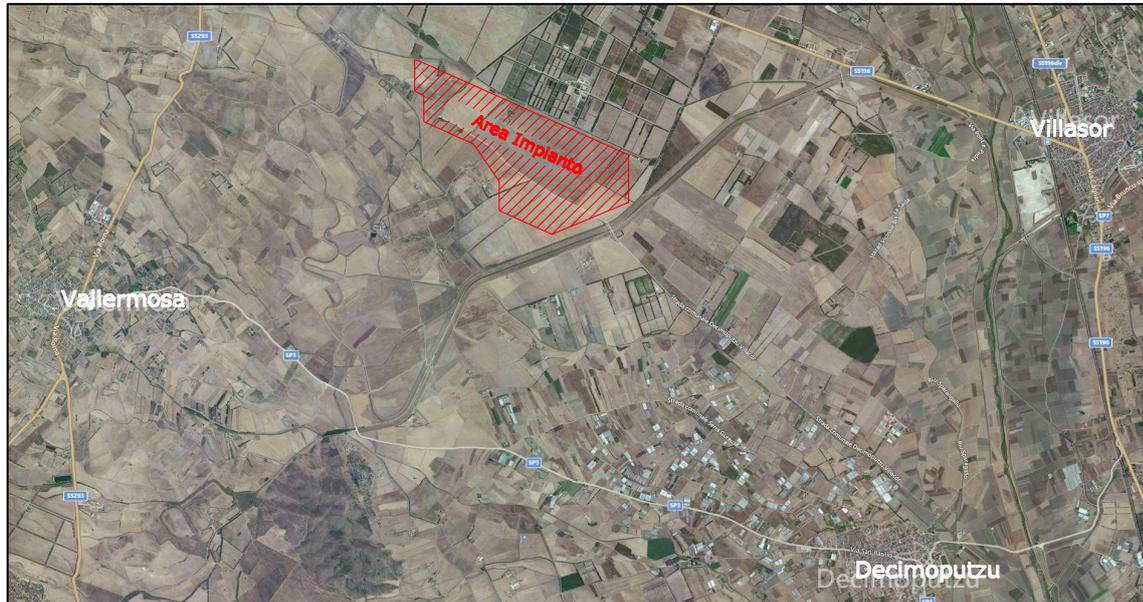
Il paesaggio circostante è rappresentato da una vasta pianura; all'orizzonte in direzione ovest si scorgono i primi rilievi del Parco Regionale "Linas-Marganai" (distanza maggiore di 8.000 metri), a sud i rilievi minori dell'ente foreste "Aritzali" (distanza maggiore di 5.000 metri).

I terreni coinvolti sono classificati come agro-pastorali e attualmente sono utilizzati per il pascolo di bestiame e per la coltivazione a foraggere, o addirittura lasciati incolti.

Il sito individuato presenta una forma irregolare, ma abbastanza compatta da permettere l'installazione dell'impianto che si vuole realizzare.

L'area lorda è di circa 269 ettari e perimetro pari a circa 7.700 m.

La zona è servita da strade esistenti e presenta alterazioni antropiche tipiche delle pianure alluvionali (canali di bonifica, strade interrato).



**Figura 10: Inquadramento Area Impianto su Ortofoto**



**Figura 11: Area Impianto: Vista in Direzione Nord**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 12: Area Impianto: Vista in Direzione Ovest**



**Figura 13: Area Impianto: Vista in Direzione Sud**



**Figura 14: Area Impianto: Vista in Direzione Est**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 2.1.2. GEOLOGIA

L'area in esame si colloca nell'ambito del vasto graben oligo-miocenico del Campidano, una depressione tettonica bordata ad est e ad ovest da una serie di faglie a direzione NNW-SSE di carattere regionale, che hanno prodotto, in relazione alla tettonica del rift Sardo, uno smembramento del basamento Paleozoico con l'abbassamento della fossa del Campidano rispetto ai rilievi laterali.

Questo bacino è stato riempito per circa 1.500 metri da sedimenti di ambiente prevalentemente marino e subordinatamente continentale, con età dall'Oligocene al Pliocene.

In discordanza, sul sottostante basamento Paleozoico poggiano depositi in maggioranza marini oligo-miocenici costituiti da arenarie, conglomerati, marne ed argille.

Sulle formazioni mioceniche, sempre in discordanza, poggiano depositi pliocenici (Formazione di Samassi), di ambiente fluvio-deltizio, generati per intensi processi erosivi e conseguente rapido accumulo nelle zone orientali della fossa sarda.

Verso l'alto si passa quindi ai depositi continentali alluvionali terrazzati del Quaternario (con spessore di 39 m nel sondaggio Campidano 1) costituiti da ghiaie e sabbie in matrice argillosa, deposte dal Flumini Mannu e dai suoi affluenti di destra, Torrente Leni e Rio Nou.

Con riferimento all'analisi dei pozzi ISPRA (vedasi Relazione Geologica Preliminare allegata), ed in particolare del pozzo più vicino all'area d'intervento, risulta che sono presenti depositi alluvionali costituiti:

- fino a circa 20 m di profondità da prevalenti ghiaie e sabbie;
- da 20 m a circa 90 m da prevalenti livelli di argille e ghiaie.

In dipendenza alla genesi del deposito, queste alluvioni sono costituite da lenti con spessore e con caratteristiche granulometrico-tessiture e meccaniche variabili nello spazio, in relazione anche all'energia delle acque che le hanno messe in posto.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **2.1.3. IDROGEOLOGIA**

Il territorio in studio rientra nel bacino idrografico del Flumini Mannu di Cagliari.

A nord del sito è presente il Torrente Leni mentre a sud il canale Riu Nou, entrambi di 2° ordine.

L'area in esame è attraversata da fossi di scolo antropici attivi solo in occasione di importanti eventi meteorologici.

Nel confine nord del sito è presente un canale denominato Gora s'Acqua Frisca, affluente del Gora Pixina Longa, che costeggia il lato nord-est del sito d'intervento.

Entrambi i canali sono incassati e cementati e drenano le proprie acque nel canale Rio Nou, corso d'acqua di 2° ordine, confinante con la porzione sud del sito ed affluente del Flumini Mannu.

Riguardo all'idrogeologia, allo stato attuale, si hanno a disposizione dati derivanti dall'analisi dello stesso pozzo ISPRA considerato per le considerazioni della geologia del sito.

Da questi dati, relativamente alle profondità investigate, risulta la presenza di più falde idriche, nello specifico da 12 m a 15 m, da 17,6 m a 20 m, da 46 m a 53 m e da 82 m a 87 m.

Si tratta di una falda multistrato con manifestazioni idriche contenute nei livelli maggiormente permeabili delle ghiaie ed appartenente, così come denominato nel Piano di Tutela delle Acque della Regione Sardegna, all'Acquifero detritico-alluvionale Plio-Quaternario del Campidano.

Nel complesso queste ghiaie sono caratterizzate da permeabilità variabile, sia verticalmente che orizzontalmente, per la presenza di orizzonti limoso-argillosi intercalati, per variazioni granulometriche, tessiture e in spessore all'interno delle ghiaie sabbiose stesse.

Nonostante ciò, la permeabilità è tendenzialmente medio-alta con contatto idraulico tra i vari corpi ghiaiosi e con caratteristiche complessive di monostrato.

I pozzi presenti nelle vicinanze del sito e realizzati a scopo irriguo, sono tutti produttivi con portate di esercizio che variano da 1-2 litri/secondo a 10-15 litri/secondo.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### **2.1.4. USO DEL SUOLO E LINEAMENTI PEDOLOGICI DELL'AREA**

L'area esaminata ricade all'interno dei Comuni di Villasor e Decimoputzu ed è caratterizzata dalla presenza di terreni su paesaggi alluvionali del Pleistocene e limitatamente dell'Olocene, con fronti di potenza variabile e talora in lenti cementate con la presenza di Silice, Ferro e Alluminio di materiale di grosse dimensioni, arrotondato e/o appiattito per l'azione di trasporto.

In queste condizioni la descrizione ha valore puntuale e non può essere estesa alle superfici agrarie dell'area, questo per la variabilità delle condizioni pedogenetiche e litologiche presenti nell'area in esame.

Infatti, nonostante l'abbondante presenza di scheletro, al contrario di quanto ci si aspetta, questi suoli sono affetti da limiti evidenti nel drenaggio, che rappresentano il più palese limite nell'utilizzo dal punto di vista agricolo.

Questo è dovuto alla presenza locale di deposito (per illuviazione) di materiale argilliforme, con un eccesso di sodio nel complesso di scambio, fatto che determina la precipitazione (floculazione) delle argille, determinando delle condizioni di cementificazione molto compatta attorno agli elementi dello scheletro grossolano e alle pietre presenti in questi depositi.

La conseguenza è la formazione di lenti cementificate impermeabili che rallentano il drenaggio delle acque meteoriche.

Oltre a ciò è necessario ricordare che questi suoli hanno subito una serie di processi erosivi, determinati da un intenso uso agricolo, che non hanno fatto in modo di conservare le potenzialità e le caratteristiche di queste superfici.

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

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

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 15: Esempio pascolo bovino presente all'interno dell'Area di Progetto**



**Figura 16: Particolare del suolo all'interno dell'Area di Progetto**

Questo insieme di fatti, da addurre all'azione antropica, ha determinato un'erosione della parte superiore dei terreni, 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, le arature profonde hanno causato il trasporto in superficie del materiale roccioso grossolano degli orizzonti prossimi alla roccia madre, con la conseguente presenza attuale di ciottoli e pietrisco che limitano la capacità di lavorazione di questi suoli.

Questa dinamica è ben nota nell'area in esame, e già presente nella Nota Illustrativa alla Carta dei Suoli della Sardegna (Aru et al., 1992) e ancor prima nella Carta dei Suoli delle Aree Irrigabili della Sardegna (AA.VV., 1986), dove vengono posti in evidenza i rischi ed i problemi presenti.

Inoltre, durante il progetto MEDALUS (Mediterranean Desertification and Land Use), furono riscontrati i principi di quella che viene chiamata la nuova Desertificazione in

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

ambiente Mediterraneo a causa dell'uso del suolo.

Nell'area in esame possiamo ritrovare gli aspetti del percorso di desertificazione indotto dall'attività antropica, con i segni del momentaneo abbandono delle colture cerealicole, rappresentati dalla presenza delle piante infestanti tali coltivazioni, che dominano, rappresentando elementi di rilievo del paesaggio con le fioriture di *Echium*.



**Figura 17: Campi di frumento abbandonati ed invasi dalle piante infestanti all'interno dell'Area di Progetto**

Non meno diffuse sono le superfici in cui il processo di erosione è ancor più elevato e presente, quando alla coltivazione del frumento o dell'erbaio segue il pascolamento su stoppie.

L'azione degli animali avviene con fronte erosivo determinato dall'azione del gregge, come mostra la figura seguente (Figura 18).



**Figura 18: Esempio di pascolo ovino all'interno dell'Area di Progetto**

Gli effetti sono in questo caso ben più gravi rispetto al sovra-pascolamento bovino. Questo perché le pecore sono destinate alle superfici meno importanti, essendo

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

specie frugali.

Soprattutto nel periodo estivo, accontentandosi di una biomassa meno nobile ed eseguendo un prelievo significativo, che viene ripetuto più volte nella stessa stagione, quindi con passaggi continui.

Seguendo lo schema proposto per l'inquadramento all'interno della Land Capability Classification (LCC) e mettendo in evidenza alcuni aspetti che costituiscono delle limitazioni rilevanti come:

- la particolare presenza di scheletro e di pietrosità;
- la moderata salinità di questi suoli;
- la presenza di un pericolo di erosione a causa dell'intensa attività determinata dall'uso antropico di queste superfici;
- la presenza di un orizzonte petrocalcico;
- la presenza di un drenaggio difficoltoso;

queste unità si collocano tra la IV e la V classe della LCC, dove l'unico elemento non limitante appare la pendenza perché molto limitata.

<b>Suoli adatti all'agricoltura</b>	
<b>1</b>	Suoli che presentano pochissimi fattori limitanti il loro uso e che sono quindi utilizzabili per tutte le colture.
<b>2</b>	Suoli che presentano moderate limitazioni che richiedono una opportuna scelta delle colture e/o moderate pratiche conservative.
<b>3</b>	Suoli che presentano severe limitazioni, tali da ridurre la scelta delle colture e da richiedere speciali pratiche conservative.
<b>4</b>	Suoli che presentano limitazioni molto severe, tali da ridurre drasticamente la scelta delle colture e da richiedere accurate pratiche di coltivazione.
<b>Suoli adatti al pascolo ed alla forestazione</b>	
<b>5</b>	Suoli che pur non mostrando fenomeni di erosione, presentano tuttavia altre limitazioni difficilmente eliminabili tali da restringere l'uso al pascolo o alla forestazione o come habitat naturale.
<b>6</b>	Suoli che presentano limitazioni severe, tali da renderli inadatti alla coltivazione e da restringere l'uso, seppur con qualche ostacolo, al pascolo, alla forestazione o come habitat naturale.
<b>7</b>	Suoli che presentano limitazioni severissime, tali da mostrare difficoltà anche per l'uso silvo pastorale.
<b>Suoli inadatti ad utilizzazioni agro-silvo-pastorali</b>	
<b>8</b>	Suoli che presentano limitazioni tali da precludere qualsiasi uso agro-silvo-pastorale e che, pertanto, possono venire adibiti a fini creativi, estetici, naturalistici, o come zona di raccolta delle acque. In questa classe rientrano anche zone calanchive e gli affioramenti di roccia.

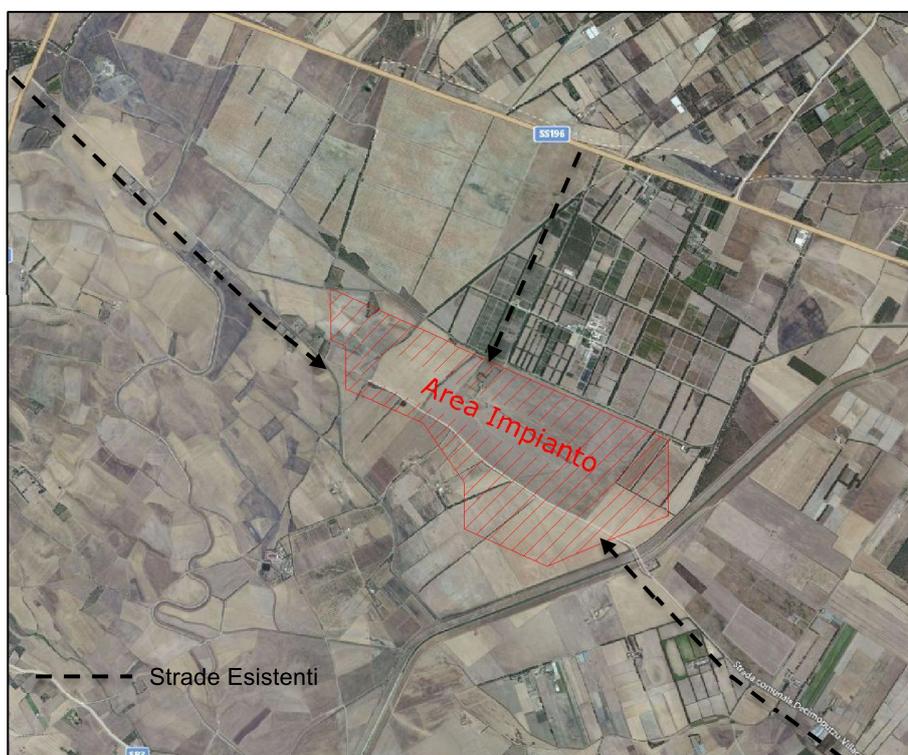
**Figura 19: Classi LCC**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	<b>ENERGO GREEN</b> renewables
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 2.1.5. INFRASTRUTTURE

Il sito di progetto è raggiungibile tramite infrastrutture viarie esistenti, a Nord e ad Ovest dell'area corrono due strade statali, più precisamente a Nord la SS 196 di Villacidro e ad Ovest la SS 293 di Giba.

A Sud Est l'area è raggiungibile tramite la strada Comunale "Decimoputzu-Villacidro", che per un tratto dovrà essere deviata poiché ricadente all'interno dell'area d'intervento (*si rimanda al progetto di proposta di deviazione della strada comunale Decimoputzu-Villacidro, allegato*).



**Figura 20: Viabilità di Accesso al Sito di Progetto**

Come si può evincere dalla Figura 20, l'area è collegata alle due strade statali tramite strade minori esistenti le cui intersezioni sono riportate nelle immagini seguenti.

Come già scritto, la strada comunale "Decimoputzu-Villacidro" dovrà essere deviata poiché il progetto dell'impianto occupa entrambi i lati della stessa.

Essendo una strada comunale sterrata verrà presentata formale richiesta ai comuni interessati e i lavori saranno a carico della proponente.

Le Figura 21 e Figura 22 illustrano la SS 293 e l'intersezione della stessa con la

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	<b>ENERGO GREEN</b> renewables
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

strada esistente che raggiunge il sito di progetto, la Figura 23 mostra la strada SS 196 e l'intersezione della stessa con una delle strade esistenti che raggiungono l'impianto in progetto.

L'area risulta, dunque, servita da infrastrutture viarie che dovranno al massimo essere sistemate e mantenute per il passaggio dei mezzi di trasporto durante le fasi di costruzione ed esercizio della centrale.



**Figura 21: SS 293 - Intersezione SS 293 - Strada Esistente direzione Area Impianto**

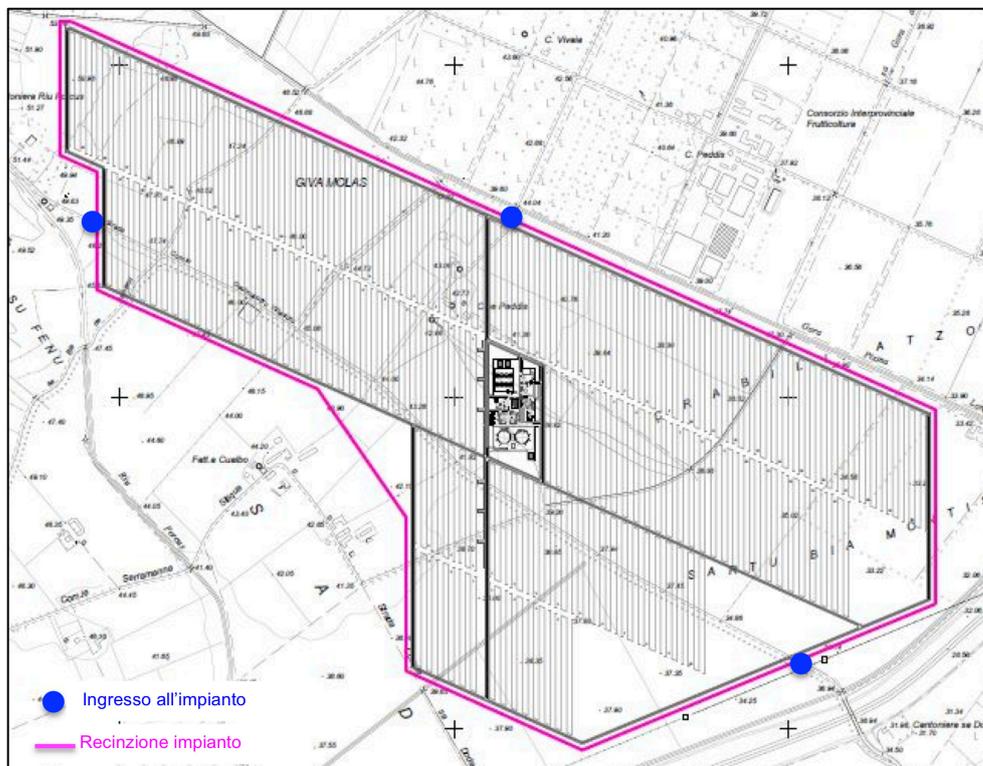


**Figura 22: Strada Esistente direzione Area Impianto**



**Figura 23: SS 196 - Intersezione SS 196 - Strada Esistente direzione Area Impianto**

Si prevede che l'impianto abbia più accessi, il numero previsto in questa fase è di 3, se ritenuto necessario sarà variato in fase esecutiva.



**Figura 24: Impianto in progetto "Flumini Mannu" - Inquadramento Ingressi**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **2.1.6. DATI AMBIENTALI**

Per la sua natura insulare e l'assenza di cime particolarmente elevate, il clima della regione Sardegna si presenta come un clima temperato insulare che risente del beneficio delle brezze marine, se si escludono le zone interne.

Il sito oggetto di studio si caratterizza per un clima sia mediterraneo che continentale; in questa zona, infatti, le estati sono calde, secche e ventilate.

La Sardegna è un'isola battuta dai venti, tra i quali predomina il Maestrale che spira da Nord-Ovest verso la costa occidentale.

Un vento tipico della zona meridionale è lo Scirocco, proveniente da Sud-Est.

I dati analizzati mostrano come la zona di Villasor sia battuta prevalentemente da Maestrale, vento che favorisce il carattere continentale dell'area.

La zona di Decimoputzu, seppur distante circa 20 km dal mare, ha registrato escursioni termiche tipiche delle zone più interne della regione.

Rispetto al cagliaritano le minime invernali si mostrano più basse e le massime più alte durante i mesi estivi.

Da un'analisi dell'escursione termica si evidenzia un'accentuata variabilità termica: l'escursione diurna media si presenta più accentuata nel periodo estivo.

La prevalenza di correnti nord-occidentali, determina un clima più continentale nel sito selezionato rispetto alla media delle zone interne, perciò maggiormente soggetto a escursioni termiche diurne.

La piovosità della zona in esame individua una stagione secca e una stagione piovosa; la prima va dal mese di aprile a quello di settembre-ottobre, la seconda da ottobre-novembre a marzo.

La quantità di precipitazioni si attesta intorno a valori di 500 mm annui che giungono a terra con pochi eventi prevalentemente a carattere temporalesco e pomeridiano.

Villasor si presenta come una delle zone meno piovose dell'isola.

In Sardegna, infatti, mediamente si ha una stagione secca che va dal mese di maggio a quello di settembre ed una stagione piovosa che va da ottobre ad aprile.

Tuttavia la stagione secca si può estendere facilmente, specialmente nelle zone più meridionali dell'isola come quella in esame.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Dall'archivio climatico DBT dell'ENEA è stato estratto il profilo climatico del comune di Decimomannu, la località disponibile più vicina geograficamente all'area d'impianto (distanza di circa 10 chilometri).

Il profilo fornisce i valori medi delle principali grandezze climatiche, ricavati da serie storiche di dati rilevati dalle reti nazionali italiane.

Le grandezze riportate sono valori medi mensili di:

- Temperatura minima, massima e media dell'aria;
- Radiazione solare stimata (stimata dalle immagini Meteosat);
- Eliofania (non presente per tutti i comuni);
- Direzione e velocità del vento;
- Numero di giorni ventosi;
- Precipitazioni;
- Numero di giorni piovosi;
- Copertura nuvolosa;
- Numero di giorni sereni;
- Umidità relativa minima e massima.

E valori estremi di:

- Temperatura minima e massima dell'aria;
- Velocità del venti.

La classificazione dei mesi si basa sulla seguente tabella

tipo	sigla	significato	caratteristiche
1	MFRED	molto freddo	$T_{max} \leq 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{min} \leq 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ e/o $T_{med} \leq 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$
2	FREDD	freddo	$T_{max} \leq 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{min} > 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{med} > 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3	COMFO	comfortevole	$19 \text{ }^{\circ}\text{C} < T_{max} \leq 27 \text{ }^{\circ}\text{C}$
4	CALDO	caldo	$27 \text{ }^{\circ}\text{C} < T_{max} \leq 32 \text{ }^{\circ}\text{C}$
5	MCALD	molto caldo	$T_{max} > 32 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{max}$  Media delle temperature massime del mese

$T_{min}$  Media delle temperature minime del mese

$T_{med}$  Media delle temperature medie del mese

A seguire si riportano i dati climatici rielaborati degli ultimi 30 anni riferiti all'area d'interesse.

<b>DECIMOMANNU (CA)</b>		altitudine: <b>10</b> m s.l.m.
zona climatica: <b>C</b>	gradi-giorni: <b>1183</b>	coordinate: <b>39°19' 8°58'</b>
località: <b>Decimomannu</b>		altitudine: <b>27</b> m s.l.m.
area climatica: <b>3C</b>		coordinate: <b>39°21' 8°58'</b>

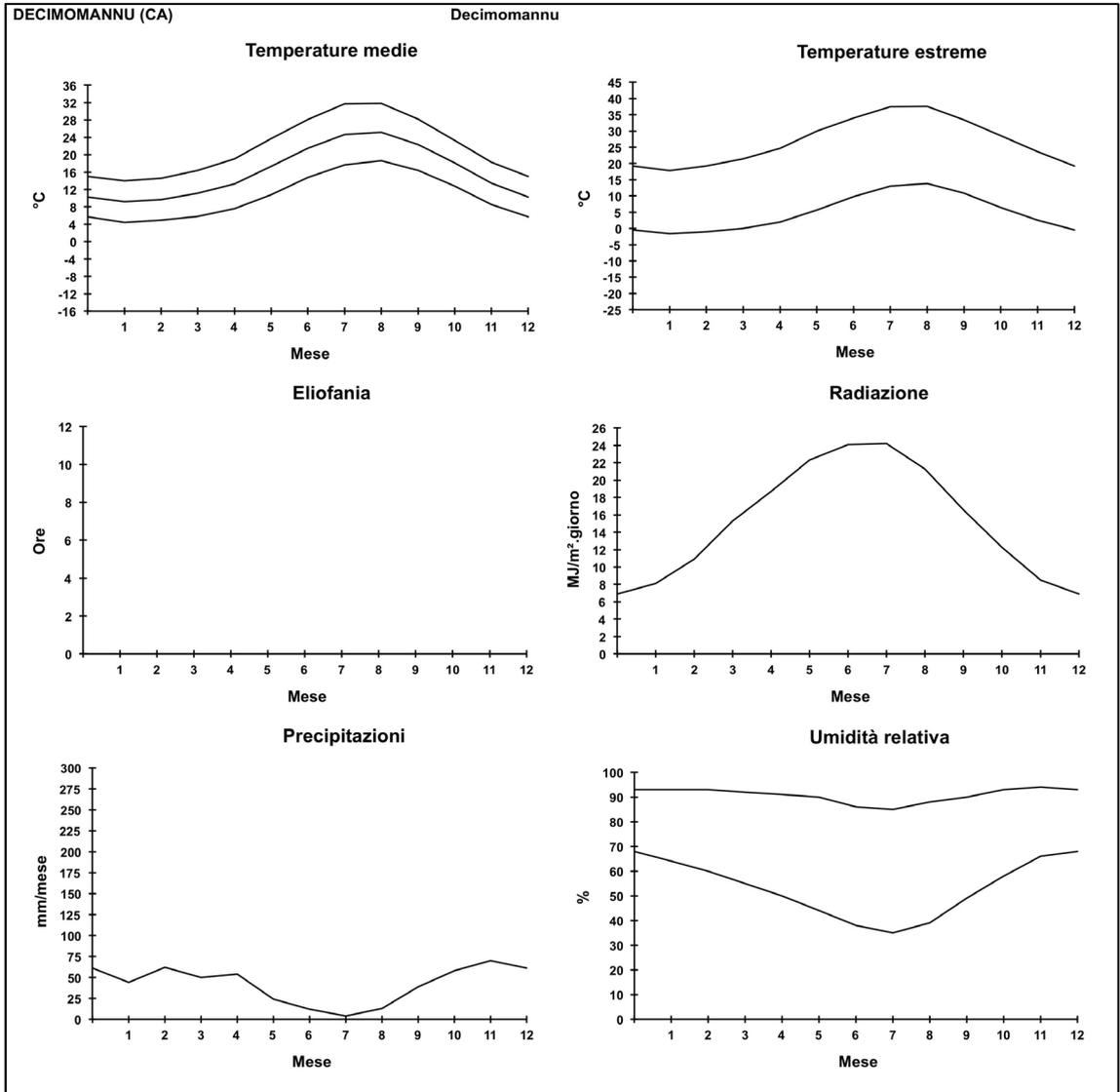
Profilo climatico					TEMPERATURE MENSILI						
Mese	MFRED	FREDD	COMFO	CALDO	MCALD	MIN		MAX		MED	
						MED	ESTR	MED	ESTR		
1	2	3	3	4	0	4,4	-1,6	14,0	17,8	9,2	
3	5	5	5	5	0	4,9	-1,0	14,6	19,2	9,7	
5	5	5	5	5	0	5,8	0,0	16,4	21,4	11,1	
7	5	5	5	5	0	7,6	2,0	19,1	24,6	13,3	
9	5	5	5	5	0	10,8	5,6	23,7	30,0	17,3	
11	5	5	5	5	0	14,8	9,8	28,1	34,0	21,5	
	5	5	5	5	0	17,7	13,0	31,7	37,4	24,7	
	5	5	5	5	0	18,6	13,8	31,8	37,6	25,2	
	5	5	5	5	0	16,4	10,8	28,2	33,4	22,3	
	5	5	5	5	0	12,8	6,5	23,3	28,6	18,1	
	5	5	5	5	0	8,6	2,6	18,3	23,6	13,5	
	5	5	5	5	0	5,7	-0,4	15,0	19,2	10,3	
					RAFF	4	10,7	-1,6	22,0	37,6	16,4

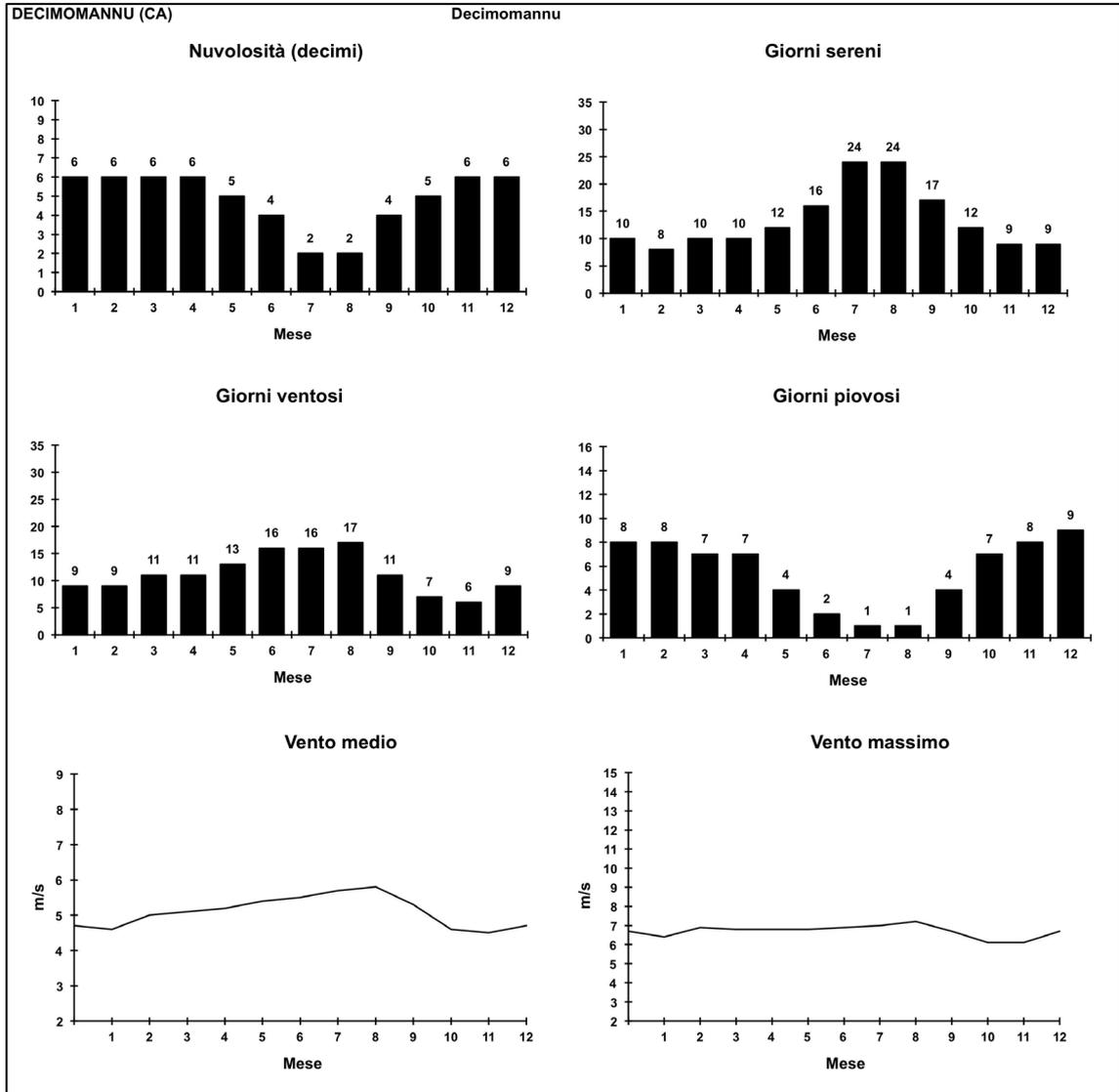
  

SOLE E NUVOLE					VENTO					PRECIPITAZIONI			UMIDITA'		
MESE	ELIOF	RADIAZ	NUVOL	GSER	MESE	DIREZ PREV	GVEN	V MED	V MAX	MESE	PRECIP	GPIOV	MESE	UR MIN	UR MAX
1		8,1	6	10	1	NO N	9	4,6	6,4	1	44	8	1	64	93
2		10,9	6	8	2	NO O	9	5,0	6,9	2	62	8	2	60	93
3		15,3	6	10	3	NO SE	11	5,1	6,8	3	50	7	3	55	92
4		18,7	6	10	4	NO SE	11	5,2	6,8	4	54	7	4	50	91
5		22,3	5	12	5	NO SE	13	5,4	6,8	5	24	4	5	44	90
6		24,1	4	16	6	NO SE	16	5,5	6,9	6	12	2	6	38	86
7		24,2	2	24	7	NO SE	16	5,7	7,0	7	4	1	7	35	85
8		21,3	2	24	8	NO SE	17	5,8	7,2	8	13	1	8	39	88
9		16,6	4	17	9	NO SE	11	5,3	6,7	9	39	4	9	49	90
10		12,3	5	12	10	NO SE	7	4,6	6,1	10	58	7	10	58	93
11		8,5	6	9	11	NO SE	6	4,5	6,1	11	70	8	11	66	94
12		6,9	6	9	12	NO N	9	4,7	6,7	12	61	9	12	68	93
Anno		5767	4,8	161	Anno		135	5,1	7,2	Anno	491	66	Anno	35	94

Temperature	°C	GSER	numero di giorni sereni
Radiazione giornaliera	MJ/m²	GVEN	numero di giorni ventosi
Eliofania	ore e decimi di ora	GPIOV	numero di giorni piovosi
Nuvolosità	decimi di cielo coperto		
Velocità	m/s		
Precipitazioni	mm/mese		
Umidità relativa	%		





<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 2.1.6.1. Dati Climatici

Per ottenere un quadro di massima dei principali dati metereologici della zona prescelta, sono stati utilizzati dati di archivi metereologici riferiti alla località di Villasor.

La stazione utilizzata riporta i dati giornalieri relativi a Temperatura, Vento e Umidità. Si hanno a disposizione i dati mensili dall'anno 1980 al 2000.

- **TEMPERATURA**

Nei seguenti grafici sono riportate le temperature medie mensili per gli anni 1980-2000, più precisamente il primo grafico riporta la temperatura media mensile suddivisa per decenni cioè anni '80, anni '90, anni '00.

I grafici successivi riportano l'andamento della temperature massime, minime e medie nei decenni '80, '90, '00.

Si può notare come i valori massimi della temperatura si registrano tra fine giugno ed agosto con valore medio massimo nel decennio 2000-2009 che sfiora i 40°C.

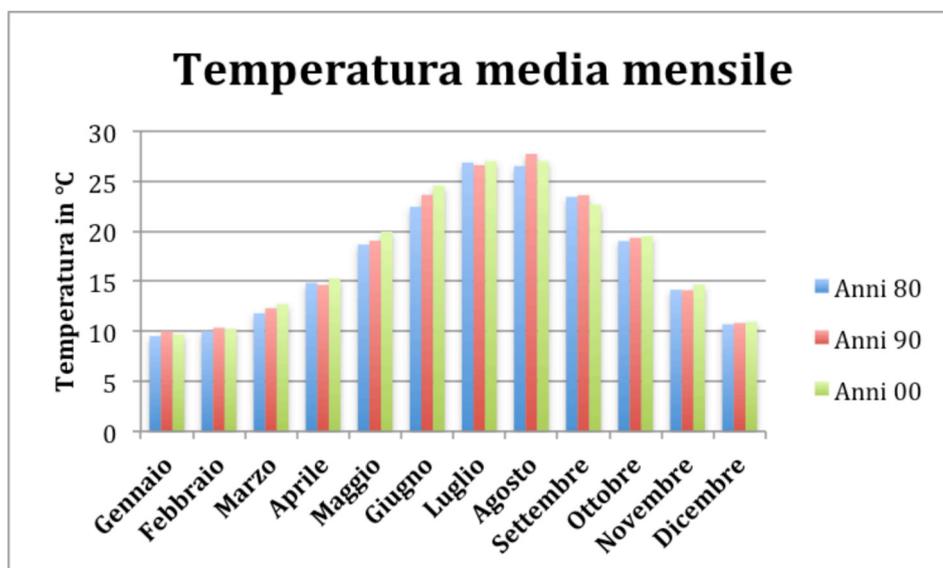


Figura 25: Temperature medie mensili nei decenni 1980-1989, 1990-1999, 2000-2009

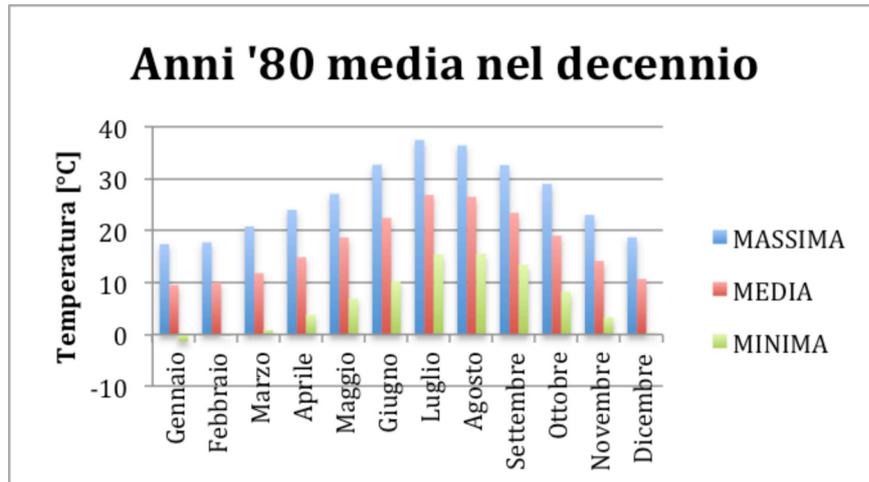


Figura 26: Temperature nel decennio 1980-1989

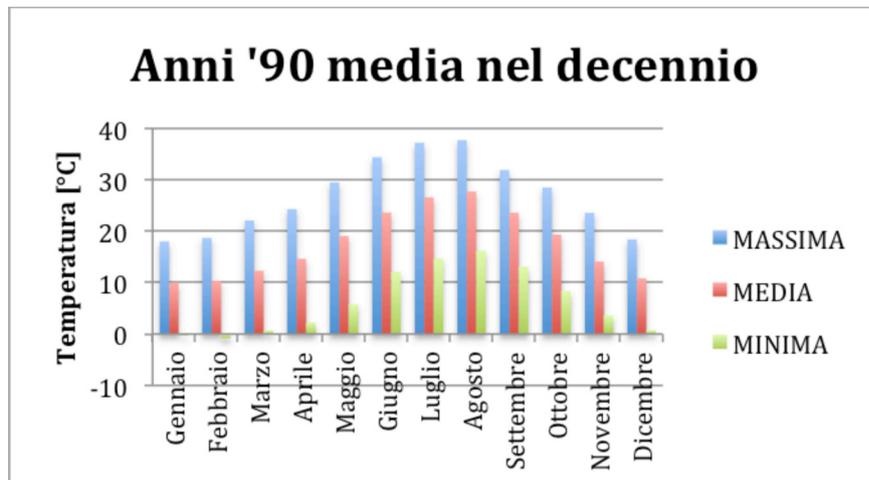


Figura 27: Temperature nel decennio 1990-1999

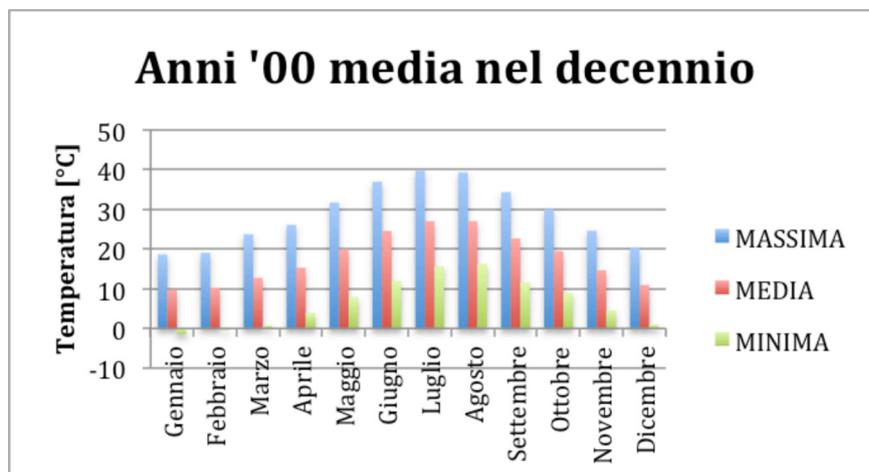
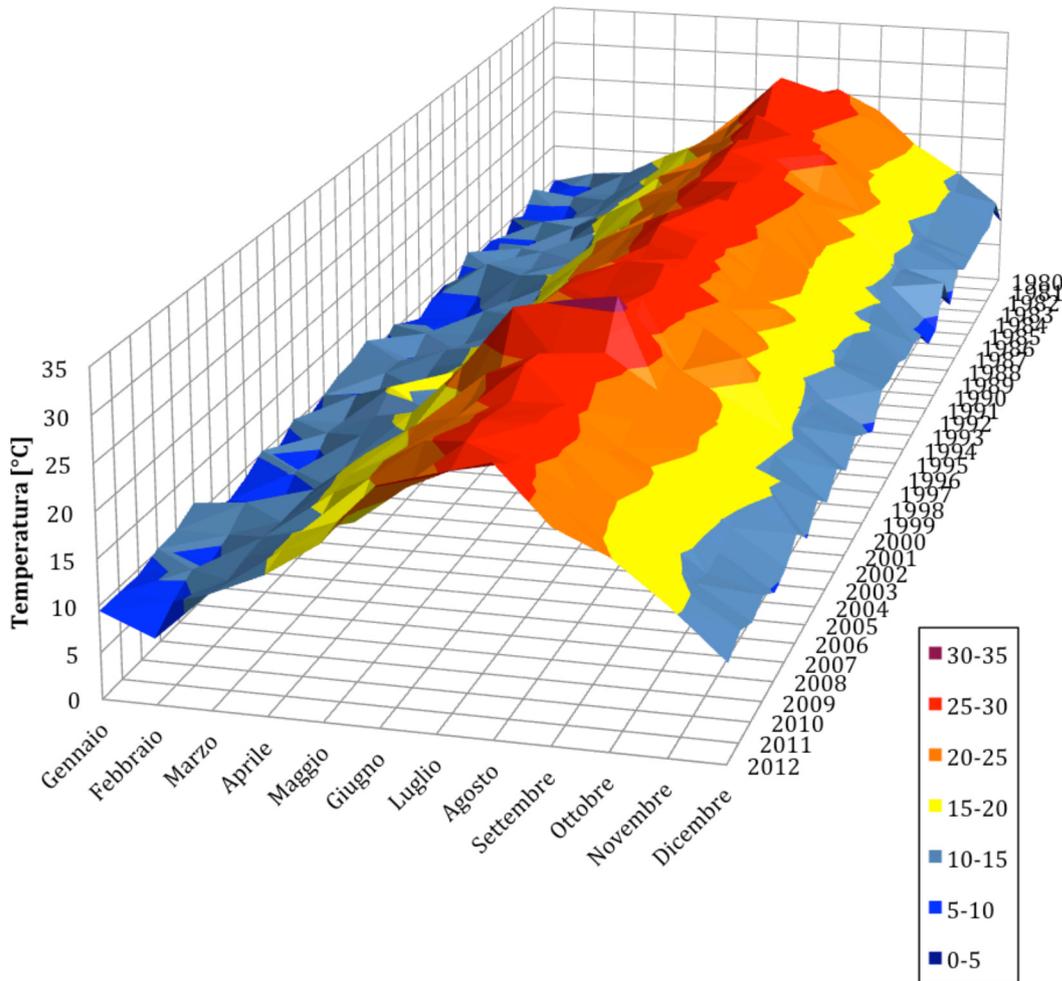


Figura 28: Temperature nel decennio 2000-2009

**Andamento della temperatura media mensile  
dal 1980 al 2012**



**Figura 29: Andamento della temperatura media mensile dal 1980 al 2012**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- **VENTO**

Nei seguenti grafici sono riportate diverse rielaborazioni dei dati disponibili dell'intensità del vento (anni '80-'90-'00).

I dati a disposizione riguardano:

- Velocità del Vento media mensile [km/h];
- Velocità del Vento massima mensile [km/h];
- Raffica di Vento massima mensile [km/h].

Le rielaborazioni effettuate sono:

- Vento medio mensile per le decadi 1980-1989, 1990-1999 e 2000-2010;
- Vento massimo per le decadi 1980-1989, 1990-1999 e 2000-2010;
- Per ogni decade vento medio, vento massimo e raffica massima mensile;
- Vento medio, Vento massimo e Raffica massima mediati in ogni mensilità di tutti gli anni a disposizione (1980-2012).

Inoltre, da altri dati di letteratura, confermati dai dati dell'ENEA relativi a Decimomannu, le direzioni prevalenti del vento risultano N-O e S-E.

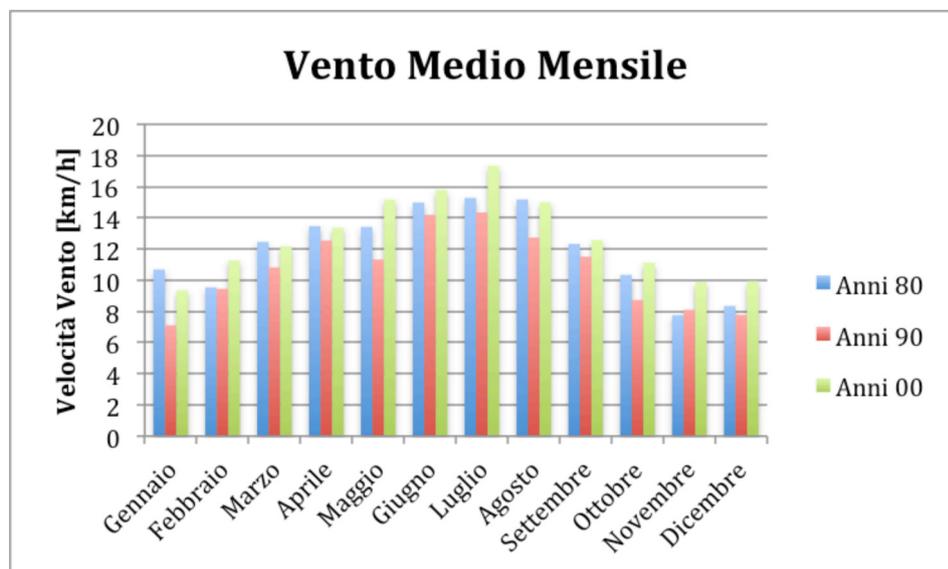


Figura 30: Velocità del vento medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09

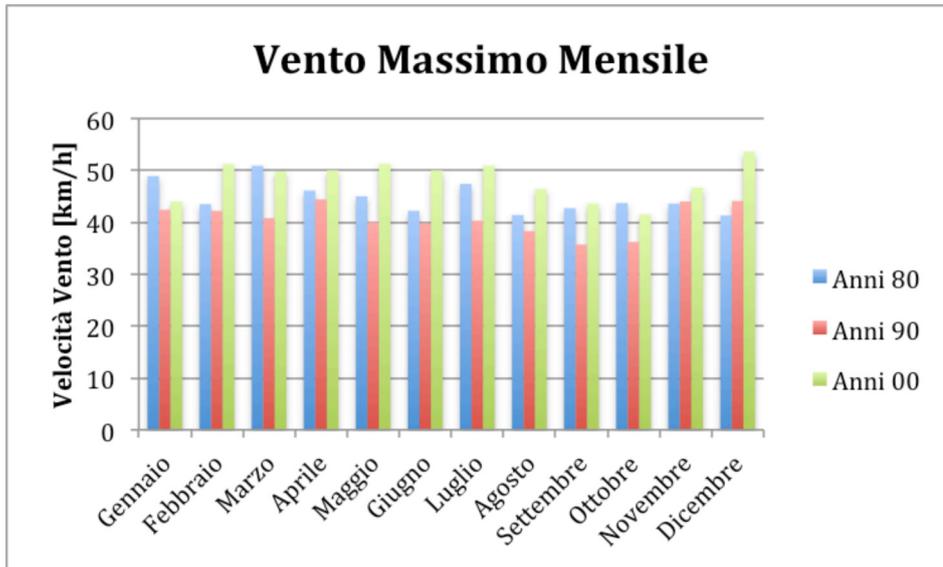


Figura 31: Velocità del vento massime mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09

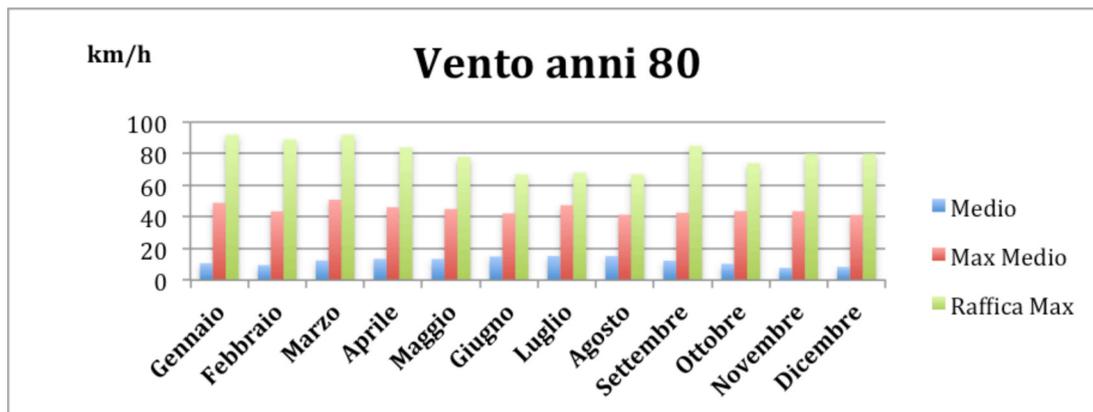


Figura 32: Velocità del vento nel decennio 1980-1989

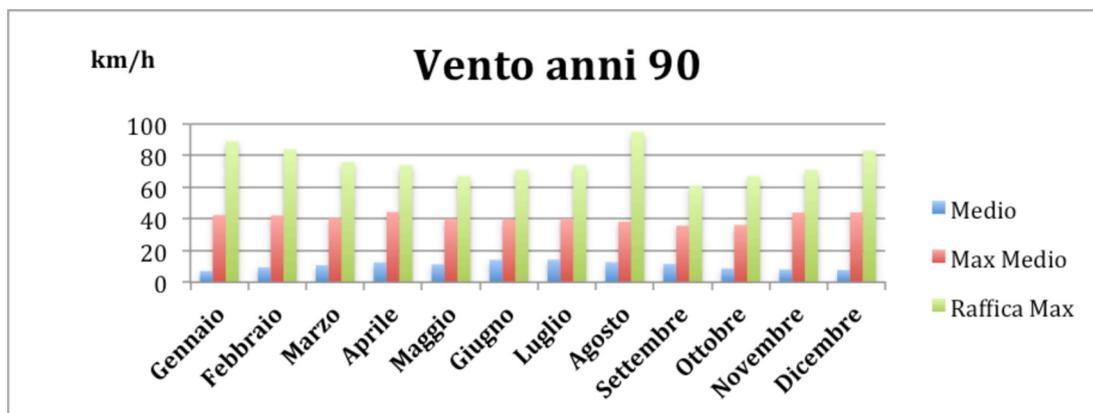


Figura 33: Velocità del vento nel decennio 1990-1999

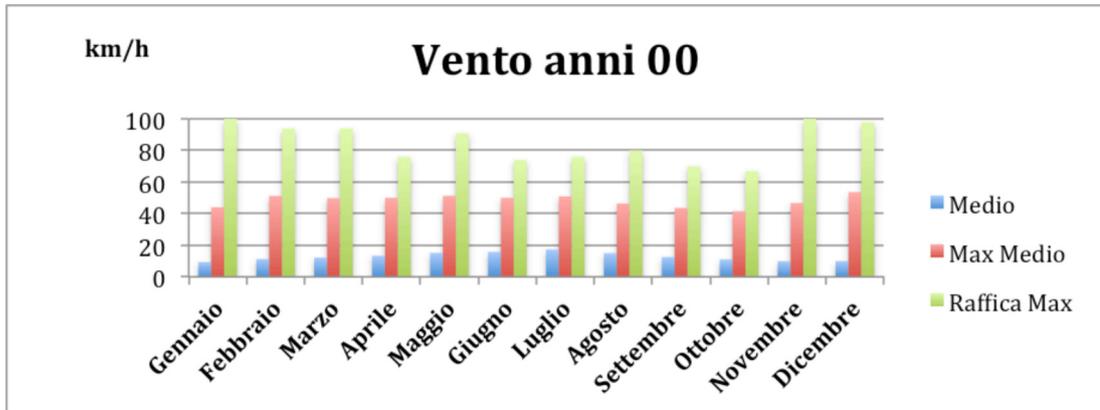


Figura 34: Velocità del vento nel decennio 2000-2009

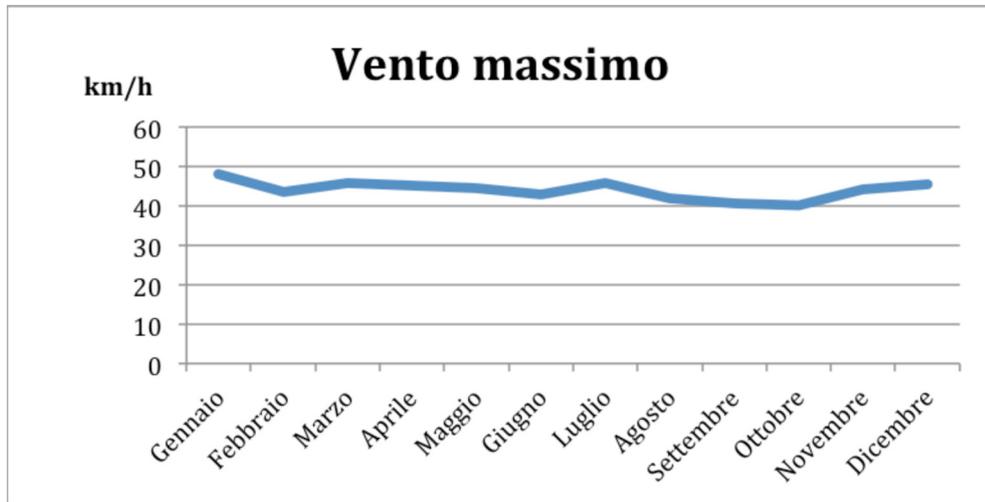


Figura 35: Andamento della velocità del vento massima mensile dal 1980 al 2012

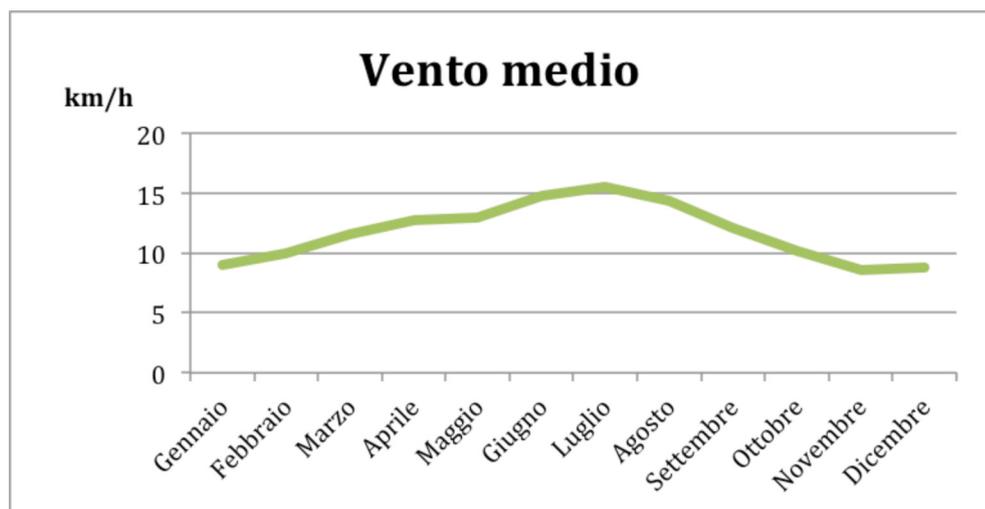


Figura 36: Andamento della velocità del vento media mensile dal 1980 al 2012

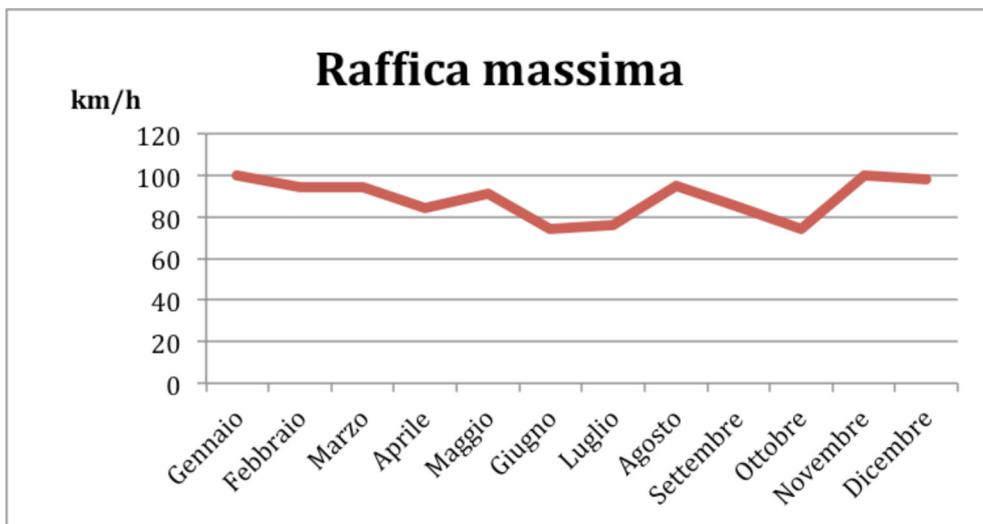


Figura 37: Andamento della velocità massima delle raffiche di vento dal 1980 al 2012

• **PRECIPITAZIONI**

Per quanto riguarda le precipitazioni, sono stati consultati gli annali idrologici della Regione Sardegna, nello specifico del bacino "Flumini Mannu", stazione di Villasor. I dati presi in considerazione e rielaborati sono i millimetri di pioggia mensili del trentennio 1980-2009 e i relativi numeri di giorni di pioggia.

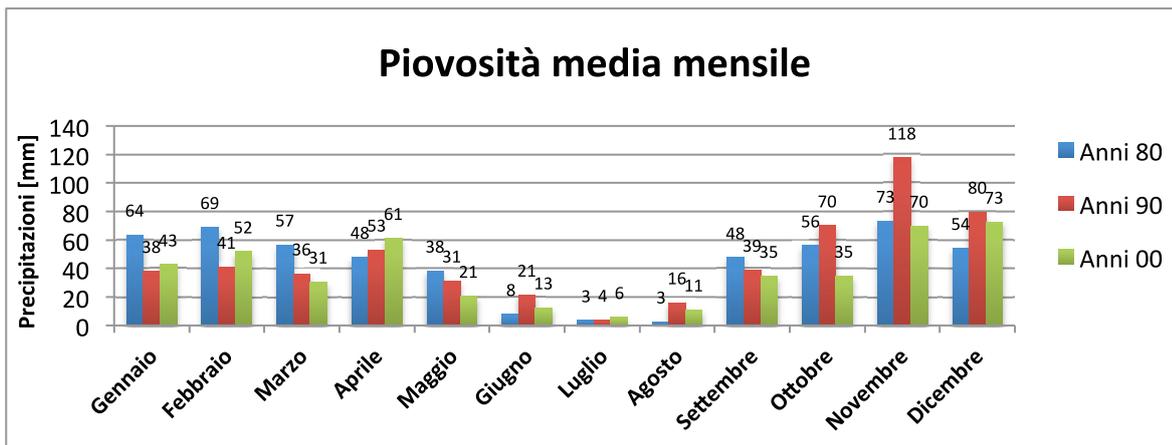
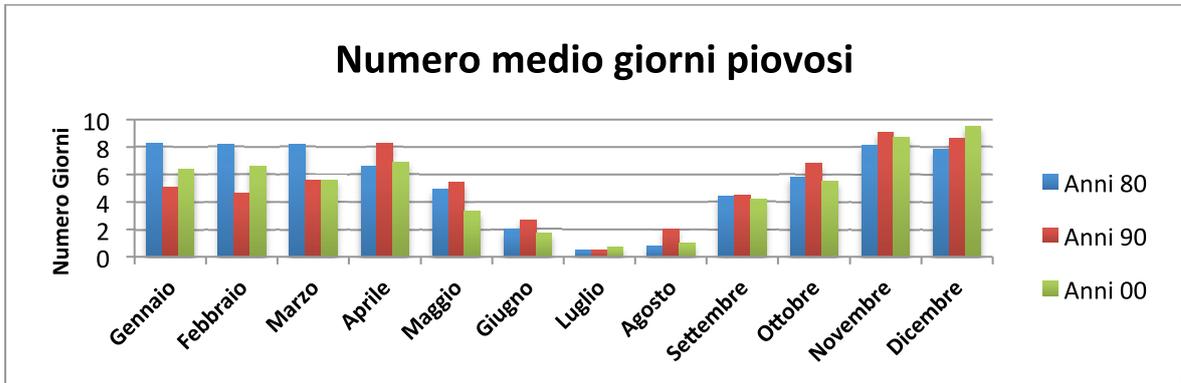
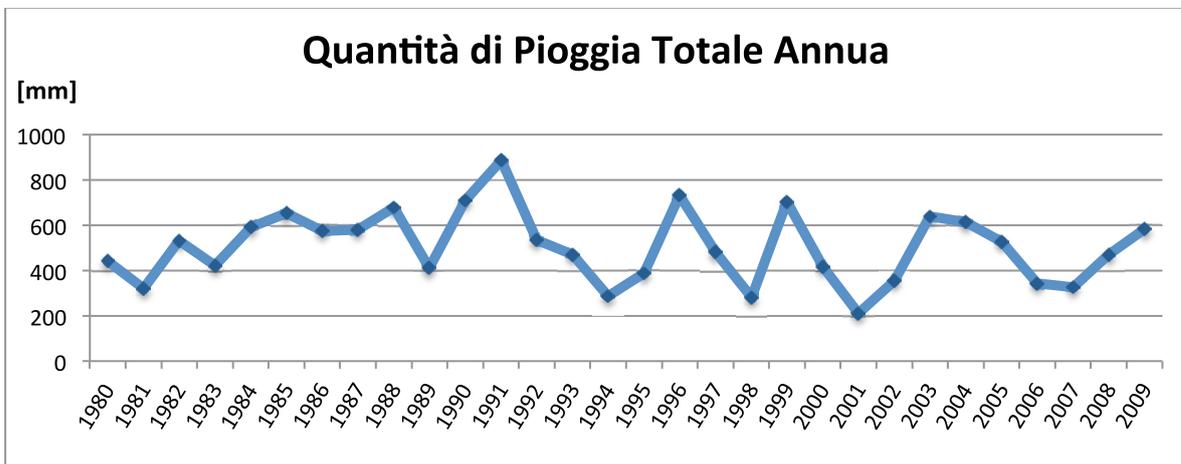


Figura 38: Altezze di pioggia medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09



**Figura 39: Numeri di giorni piovosi mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09**



**Figura 40: Altezze annue di pioggia dal 1980 al 2009**

Mediamente il numero massimo mensile di giorni di pioggia registrati ogni anno è stato inferiore a 10 e il range della quantità annua di pioggia precipitata nel sito d'interesse è compreso fra 200 e 900 millimetri.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 2.1.6.2. Irraggiamento Solare

La radiazione solare che attraversa l'atmosfera, interagisce con le molecole dell'aria (ozono, azoto, ossigeno, anidride carbonica), con il vapor d'acqua, gli aerosol e le nuvole, venendo in parte assorbita ed in parte diffusa.

Di conseguenza la radiazione solare che arriva al suolo è solo una piccola frazione di quella proveniente dal Sole.

Si definiscono quindi le seguenti grandezze:

- **radiazione solare diretta DNI** (Direct Normal Irradiation): è la densità di flusso della radiazione solare per unità di superficie ricevuta su un piano perpendicolare alla direzione del Sole, si misura in  $W/m^2$ ;
- **radiazione solare globale orizzontale GHI** (Global Horizontal Irradiation): è la densità di flusso della radiazione solare per unità di superficie ricevuta su un piano orizzontale e rappresenta la somma della componente della DNI sul piano orizzontale con la radiazione solare diffusa, si misura in  $W/m^2$ ;
- **radiazione solare diffusa orizzontale DHI** (Diffuse Horizontal Irradiation): è la densità di flusso della frazione della radiazione solare che viene dispersa, assorbita e riemessa dalle molecole e dalle polveri presenti in atmosfera e che giunge al suolo su di un piano orizzontale, si misura in  $W/m^2$ ;

Queste grandezze sono legate fra loro dalla seguente relazione:

$$GHI = DNI \sin\theta_e + DHI$$

dove  $\theta_e$  è l'angolo di elevazione del Sole rispetto all'orizzonte.

La radiazione solare diretta è la componente della radiazione solare che viene concentrata ed utilizzata negli impianti solari a concentrazione CSP, pertanto l'analisi svolta si limita alle serie storiche delle misure satellitari di DNI.

La conoscenza della risorsa solare locale e dei parametri ambientali, è un aspetto fondamentale per poter valutare correttamente la localizzazione di un impianto solare a concentrazione.

Il ricorso a delle misure d'irraggiamento derivate da dati satellitari, permette di ottenere le informazioni necessarie per descrivere l'andamento dell'irraggiamento solare su vari anni e rappresenta senz'altro il primo passo da compiere per una

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

valutazione preliminare del sito, prima di procedere con l'installazione al suolo di una centralina di rilevamento e avviare una campagna di misura di almeno un anno.

L'analisi dei valori di irraggiamento derivati da dati satellitari è stata condotta sulle misure ricavate dal servizio Solar radiation Data (SoDa) del Armines-MINES ParisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP), utilizzando il modello Helioclim3\_V3, che elabora la radiazione riflessa dal suolo, rilevata da satellite.

Le misure di irraggiamento sono state acquisite ed analizzate per il sito Flumini Mannu (Latitudine 39°22'59" N, Longitudine 8°51'40" E) come riportato nell'allegata relazione *"Elaborazione ed analisi delle misure di irraggiamento solare diretto (DNI), ricavate da osservazioni satellitari e modelli fisici per il sito di Flumini Mannu (CA)"*, redatta dal Dott. Manuel Floris.

La serie storica di misure fornite dal SoDa, ha una risoluzione temporale di un'ora e copre il periodo compreso fra il mese di febbraio 2004 ed il mese di marzo 2013.

Le analisi che si sono effettuate hanno avuto lo scopo di fornire alla Energogreen Renewables S.r.l., per conto della società proponente Flumini Mannu LTD, tutti gli elementi necessari per valutare la possibilità di installare un impianto CSP nel sito in esame, ed ottimizzarne il dimensionamento in base alle condizioni di irraggiamento locali.

Per sviluppare l'analisi sull'irraggiamento solare diretto, si sono individuati degli anni di riferimento ed in particolare si sono selezionati i seguenti tre anni:

- **anno minimo e massimo:** sono gli anni della serie storica analizzata che presentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo dell'energia globale associata alla DNI cumulata in un anno;
- **anno tipico medio:** è un anno fittizio costruito selezionando tra i mesi della serie storica analizzata i valori mensili dell'energia associata alla DNI che si discostano meno dal valor medio relativo a ciascun mese della serie storica analizzata. L'anno è perciò costituito da valori mensili reali ottenuti da modelli satellitari riferiti però ad anni diversi.

In base alle definizioni, l'anno minimo e l'anno massimo della serie storica analizzata sono risultati, rispettivamente, il 2010 ed il 2012 e l'energia globalmente captata e il valore medio giornaliero di irraggiamento associati alla radiazione normale diretta

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

DNI, nei tre anni di riferimento, sono risultati rispettivamente pari a:

<b>Energia associata alla DNI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>			
	<b>Anno Tipico Medio</b>	<b>2010 – Anno Minimo</b>	<b>2011 – Anno Massimo</b>
<b>Annuale</b>	<b>1873</b>	<b>1828</b>	<b>1977</b>
<b>Tab. 4.1: Valori annuali di energia cumulata associata alla DNI.</b>			
<b>Valor medio giornaliero di irraggiamento associato alla DNI (kWh/m<sup>2</sup>)</b>			
	<b>Anno Tipico Medio</b>	<b>2010 – Anno Minimo</b>	<b>2011 – Anno massimo</b>
<b>Annuale</b>	<b>5,12</b>	<b>5,00</b>	<b>5,41</b>

Inoltre, lo studio degli spettri d'intensità fornisce utili indicazioni per capire in quali valori di intensità si concentra maggiormente la radiazione del sito analizzato e consente, quindi, di valutare opportunamente la DNI nominale di riferimento da adottare nel dimensionamento dell'impianto CSP.

Dai grafici costruiti in base ai dati disponibili, si è ricavato che i valori massimi delle curve per gli anni di riferimento, per il sito in esame, sono concentrati intorno al valore di 750 W/m<sup>2</sup>.

Poiché la distribuzione delle intensità della DNI è caratteristica del sito analizzato e dipende dalle condizioni microclimatiche e dalla latitudine, lo studio delle curve dei giorni limite massimi sembra indicare che il modello tenda a sottostimare le condizioni di trasparenza dell'aria (torbidità) nei mesi autunnali ed estivi e che quindi il massimo delle curve degli spettri d'intensità potrebbe ricadere su valori prossimi agli 800-850 W/m<sup>2</sup>.

La distribuzione della radiazione solare durante le varie ore della giornata, fornisce importanti informazioni utili al corretto dimensionamento dell'impianto, sul numero di ore di funzionamento dello stesso senza un sistema di stoccaggio e permette di definire nel modo più opportuno le dimensioni dell'accumulo.

Il sito di Flumini Mannu presenta le caratteristiche tipiche di un clima mediterraneo e in questo caso, si può considerare una radiazione di 750 W/m<sup>2</sup> come riferimento standard per il dimensionamento di massima di un impianto (anche se tale valore può salire).

Dal grafico della durata dei periodi con valore sopra soglia si può ricavare immediatamente per quante ore durante l'anno l'impianto funzioni in condizioni nominali o al di sopra di esse.

Inoltre, un altro aspetto importante da considerare nella valutazione della

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

producibilità di un impianto CSP riguarda la soglia minima di radiazione per cui l'impianto è in grado di produrre energia.

Infatti, solo una parte della radiazione incidente sul campo solare può essere utilizzata per produrre energia a causa di effetti di soglia e di consumi parassiti presenti per valori bassi di radiazione.

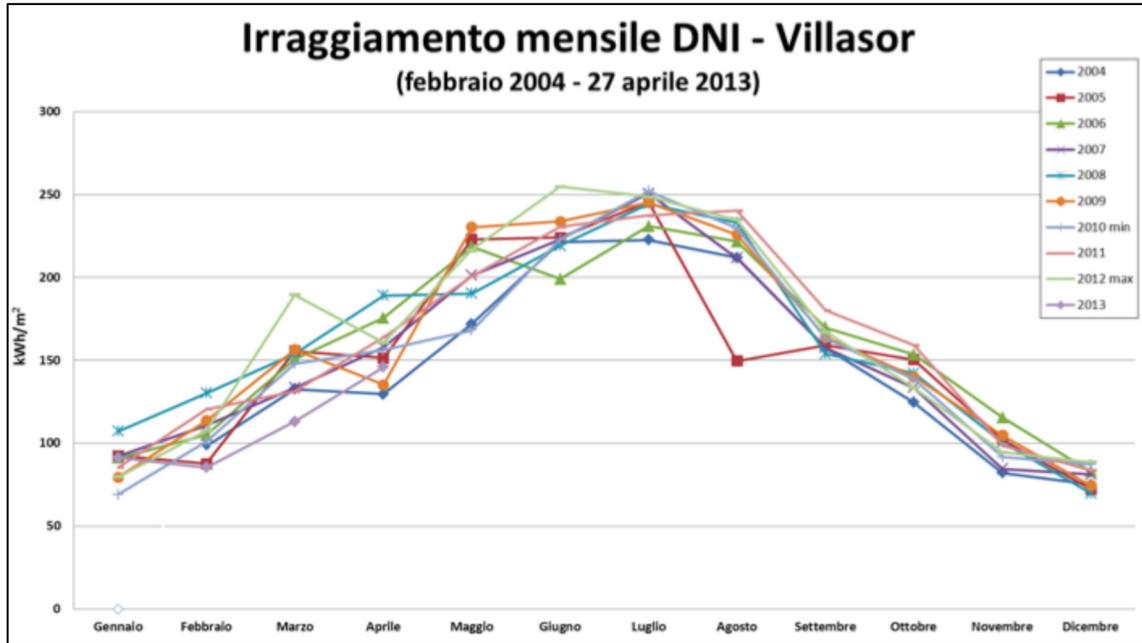
Generalmente si considera una DNI di soglia pari o superiore ai 200 W/m<sup>2</sup>.

Alla luce di queste considerazioni, il numero di ore di irraggiamento solare diretto, superiori ai due valori di soglia nei tre anni di riferimento, sono risultate essere uguali a:

<b>Numero di ore sopra soglia (totali)</b>			
	<b>Anno Tipico Medio</b>	<b>2010 – Anno Minimo</b>	<b>2011 – Anno Massimo</b>
<b>200 W/m<sup>2</sup></b>	<b>3146</b>	<b>3036</b>	<b>3235</b>
<b>750 W/m<sup>2</sup></b>	<b>508</b>	<b>597</b>	<b>764</b>

Infine, per poter quantificare mese per mese il numero dei giorni sereni, poco nuvolosi e nuvolosi, rispetto alla radiazione solare diretta, si è definito un altro parametro: *l'indice di Clear Sky*, che può assumere valori in un intervallo compreso fra 0 (copertura nuvolosa totale) ed 1 (cielo al massimo valore di trasparenza).

<b>Giorni</b>					
	<b>Indice di Clear Sky &lt;10% Cielo Molto Nuvoloso</b>	<b>Indice di Clear Sky &lt;20% Cielo Nuvoloso</b>	<b>Indice di Clear Sky &gt;70% Cielo poco nuvoloso</b>	<b>Indice di Clear Sky &gt;80% Cielo sereno o poco nuvoloso</b>	<b>Indice di Clear Sky &gt;90% Cielo sereno ed interamente sgombro da nubi.</b>
<b>ANNO TIPICO MEDIO</b>	<b>11</b>	<b>25</b>	<b>204</b>	<b>150</b>	<b>70</b>
<b>ANNO MINIMO</b>	<b>16</b>	<b>36</b>	<b>189</b>	<b>141</b>	<b>74</b>
<b>ANNO MASSIMO</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>220</b>	<b>176</b>	<b>99</b>



**Figura 41: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili (febbraio 2004 - 27 aprile 2013)**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **2.1.7. MONITORAGGIO DATI METEOROLOGICI**

I dati riportati nei precedenti capitoli sono dati storici e satellitari, a conferma delle stime previsionali effettuate sulla base di tali dati, la proponente ha iniziato una campagna per l'acquisizione diretta dei parametri ambientali tramite una stazione meteo dedicata.

Così sarà possibile confermare e precisare i dati posseduti e conoscere puntualmente le condizioni ambientali dell'area in modo da ottimizzare l'esercizio dell'impianto.

La stazione è stata installata sul tetto di uno degli edifici del Consorzio di ricerca AGRIS, confinante con l'area d'impianto, e rimarrà in funzione per tutto il tempo necessario all'acquisizione dei dati per il corretto dimensionamento (esecutivo) della centrale.

La stazione è dotata di:

- "MDI solar meteorological station" per la misura di DNI, GHI e DHI (rotating shadowband pyranometer sensor));
- sensore di temperatura ambientale;
- sensore di umidità relativa;
- anemometro.

Tutti i dati, acquisiti da un datalogger dedicato, saranno acquisiti in remoto e rielaborati per renderli disponibili all'utilizzo.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3. L'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"

L'impianto in oggetto, denominato "Flumini Mannu", si basa sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari; il fluido termovettore scelto è la miscela di sali, composta al 60% da nitrato di sodio ( $\text{NaNO}_3$ ) e al 40% da nitrato di potassio ( $\text{KNO}_3$ ), conosciuta come sali fusi, stesso liquido utilizzato per il sistema di stoccaggio del calore formato da n. 2 serbatoi d'accumulo cilindrici (Sistema Diretto).

Si prevedono, inoltre:

- Back-up Elettrico: data l'alta temperatura di solidificazione della miscela di sali adoperata, circa  $240^\circ\text{C}$ , tutti i circuiti e i componenti di impianto (serbatoio di accumulo, tubazioni, valvole, flange, etc.) sono opportunamente coibentati, al fine di minimizzare le dispersioni termiche verso l'ambiente, e si prevede di predisporre un sistema di riscaldamento degli stessi con cavi scaldanti elettrici esterni, o altra soluzione equivalente, per evitare in maniera assoluta il raffreddamento dei sali al di sotto della loro temperatura di solidificazione in assenza di radiazione solare sufficiente e per preriscaldare gli stessi nelle fasi di avviamento.

L'energia elettrica per mantenere il fluido termovettore sopra la sua temperatura sarà prelevata direttamente dalla rete di Media Tensione.

Anche gli autoconsumi e i consumi ausiliari saranno alimentati tramite prelievo dalla rete elettrica di distribuzione di Media Tensione.

- Riscaldatori ausiliari: sono composti da una batteria di n. 3 caldaie alimentate a gasolio la cui potenza termica nominale è stata stimata, in questa fase, in circa 46,5 MW (3x15,5 MW). In caso di necessità tale sistema sarà utilizzato al fine di mantenere i sali fusi sopra la loro temperatura di solidificazione.
- Generatore elettrico di emergenza: in casi "straordinari" (i.e. black out rete elettrica), al fine di prevenire il danneggiamento di alcune apparecchiature e/o dell'intero impianto, si farà affidamento su un generatore diesel, o altro combustibile, in grado di alimentare i carichi essenziali d'impianto (MT e BT).

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Il sistema presenta due cicli di funzionamento: un ciclo per la cattura dell'energia solare ed un ciclo per la generazione del vapore.

I due cicli operano su due circuiti completamente separati: un circuito sali e un circuito vapore.

Il primo è caratterizzato dalla presenza di due serbatoi di accumulo sali fusi da cui si dipartano i circuiti connessi sia con il campo solare termodinamico sia con il generatore di vapore, in entrambi i casi il sale è spinto da opportune pompe di circolazione.

I due serbatoi si differenziano per la temperatura media del sale che viene accumulato al loro interno, in particolare si ha:

- un serbatoio detto "caldo" che accumula al suo interno sale fuso ad una temperatura di 550°C;
- un serbatoio detto "freddo" che è utilizzato per stoccare il sale ad una temperatura media di 290°C.

In presenza di irraggiamento sufficiente il sale viene pompato dal serbatoio "freddo" al circuito del campo solare dove, circolando all'interno dei collettori solari, si scalda fino a circa 550°C e viene poi stoccato nel serbatoio caldo.

Durante il funzionamento del circuito vapore (Generatore di Vapore GV) il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel GV, ritorna al serbatoio freddo.

Nei limiti della capacità di accumulo, i due cicli sono completamente svincolati, e consentono una produzione elettrica controllabile a prescindere dalla disponibilità dell'irraggiamento solare.

Il sistema descritto permette di sfruttare l'energia solare a concentrazione per la produzione di calore ad alta temperatura consentendo di utilizzare il calore ad alta temperatura così prodotto in sostituzione del calore fornito dai combustibili fossili.

L'energia termica prodotta da questo tipo d'impianti può alimentare sistemi tradizionali e consolidati come quelli con turbine a vapore, come nel caso in progetto.

Il modello di impianto CSP scelto, derivante da uno studio innovativo sviluppato dall'ENEA, oltre ad una riduzione dei costi, offre una più elevata temperatura di esercizio, un nuovo liquido termovettore non infiammabile e un accumulo termico tale

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

da consentire il funzionamento dell'impianto (produzione di energia elettrica) da fonte solare anche in assenza di sole.

L'impianto prevede tre stati di funzionamento, n. 2 operativi ed n.1 di emergenza:

1. *circolazione/produzione*: il fluido circola all'interno del circuito sali e i collettori sono puntati al sole in condizione di produzione (a fuoco);
2. *stand-by caldo*: questo stato operativo si realizza in assenza di radiazione sufficiente a garantire la produzione elettrica. L'impianto viene portato in condizioni di riposo, ovvero i collettori sono puntati verso il basso per proteggere specchi e tubi ricevitori dalle intemperie, i sali fusi circolano a portata ridotta in modo da fornire l'energia termica necessaria per compensare le dispersioni di calore e mantenere i circuiti dell'impianto al di sopra della temperatura di solidificazione del sale. I serbatoi e tutte le tubazioni e parti del circuito d'impianto potranno essere scaldate, se necessario, tramite cavi elettrici scaldanti o altro sistema;
3. *stand-by di emergenza*: tutto il fluido termovettore presente nell'impianto, raccolto in uno dei due serbatoi d'accumulo, è conservato e mantenuto alla minima temperatura (circa 260°C); il resto dell'impianto, completamente svuotato, non è mantenuto a temperatura.

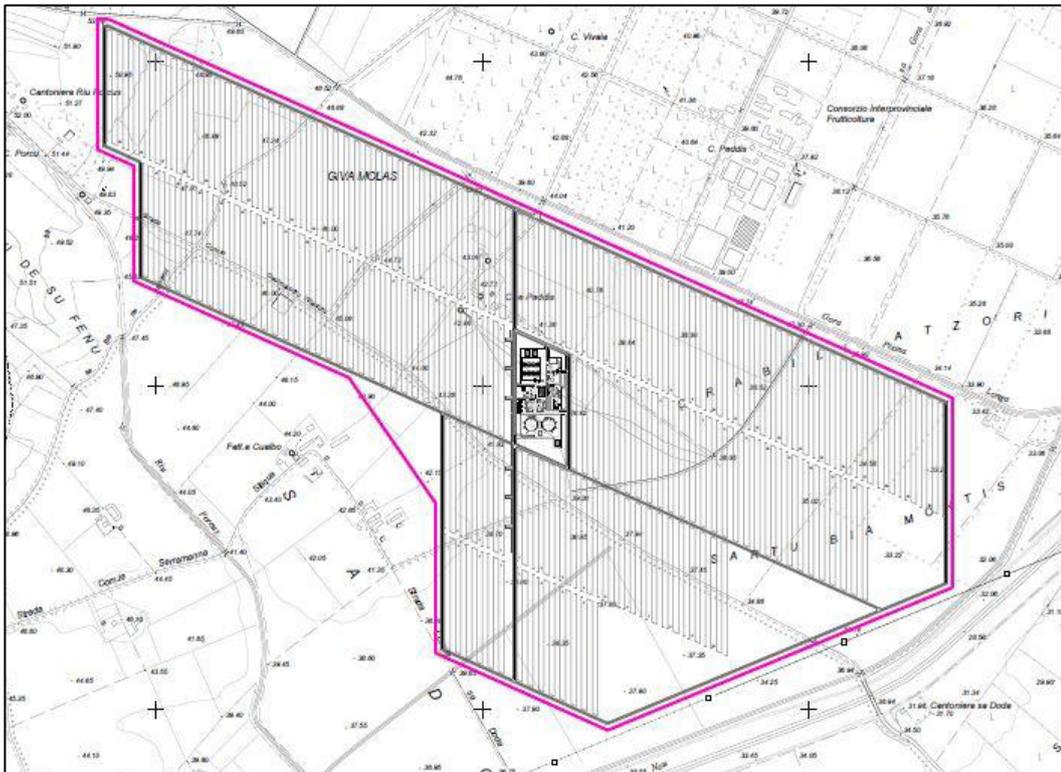
Il ciclo produttivo prevede che l'impianto rimanga in stato *circolazione/produzione* finché l'irraggiamento solare e l'accumulo termico permettano la generazione di vapore, quando la risorsa termica viene a mancare l'impianto passa allo stato di *stand-by caldo*, pronto a tornare allo stato *circolazione* e ricominciare a produrre quando le condizioni metereologiche sono idonee.

L'intero impianto sarà realizzato su un'area poligonale pressoché pianeggiante e la Power Block sarà posizionata in una zona all'incirca centrale, come si può evincere dal layout riportato nell'immagine seguente (Figura 42).

Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche principali dell'impianto e le prestazioni attese.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

SITO	-	Villasor e Decimoputzu (CA)
Elevazione media s.l.m.	m	35
Irraggiamento normale diretto medio annuo (DNI)	kWh/m <sup>2</sup> anno	1.873
Numero di collettori (SCAs)	-	720
Numero di Stringhe ( <i>loops</i> )	-	180
Superficie captante	m <sup>2</sup>	815.600
Interasse collettori	m	16,5
Potenza elettrica impianto (lorda)	MW <sub>e</sub>	55
Potenza elettrica impianto (netta)	MW <sub>e</sub>	50
Accumulo termico nominale	Ore/MWh <sub>t</sub>	15/2.057
Ore equivalenti stimate	h/anno	4.100
Produzione elettrica netta annua stimata	GWh <sub>e</sub> /anno	205



**Figura 42: Impianto Solare Termodinamico "Flumini Mannu" - Layout su CTR**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E NORMATIVO

L'area individuata per l'installazione dell'impianto è compresa fra i territori dei Comuni di Villasor (circa 198,6 ettari, 74% del totale) e di Decimoputzu (circa 70,4 ettari, 26% del totale), per un totale di circa 269 ettari.

Secondo la pianificazione urbanistica vigente, l'intera area è classificata come "Zona Agricola", o meglio:

- Programma di Fabbricazione del Comune di Villasor: l'impianto ricade su un'area classificata come "Zone E – Aree agricole-pastorali" che sono costituite dalle parti di territorio destinate ad uso agricolo ed agro-pastorale, ivi compresi gli edifici, le attrezzature e gli impianti ad essi connessi e per la valorizzazione dei prodotti di tali attività (Figura 43).
- PUC (Piano Urbanistico Comunale) di Decimoputzu: l'impianto ricade su un'area classificata sempre come zona agricola e nello specifico "Sottozona E5", *aree marginali per l'attività agricola nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale* (Figura 44).

Considerando l'inquadramento dell'area in oggetto sul Piano Paesaggistico Regionale (P.P.R.), non si riscontrano problematiche.

Il sito di intervento è esterno alla "Fascia costiera" (bene paesaggistico d'insieme) così come perimetrata nella cartografia del PPR.

Le aree interessate insistono su ambiti cartografati come "*Aree ad utilizzazione agro-pastorale*" dell'assetto ambientale, interessati dalla presenza di "*Colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte*".

Per quanto riguarda l'assetto insediativo, il sito di intervento non ricade in un particolare ambito individuato dal PPR, né si segnalano interferenze con beni paesaggistici di interesse storico-culturale.

Inoltre, l'area non ricade in zone classificate come SIC, ZPS né tantomeno Parchi Nazionali o Oasi protette.

Anche lo studio del Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI) non ha mostrato ostacoli all'intervento.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Dall'esame della cartografia del PAI, infatti, emerge che il sito d'intervento non è individuato in alcun elaborato di rischio idraulico o di frana.

Una piccola parte di campo solare ricade in una fascia fluviale "C" del Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF), come descritto nell'elaborato grafico "Tav. 5: Inquadramento intervento su carta PAI e PSFF", e quasi tutto l'elettrododotto di connessione alla cabina primaria Enel Distribuzione "Villasor 2", punto di connessione della centrale, attraversa tutte le diverse fasce fluviali del fiume "Flumini Mannu", che divide l'area d'impianto dalla cabina stessa.

Il PSFF costituisce un approfondimento ed una integrazione al Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.), in quanto è lo strumento per la delimitazione delle regioni fluviali funzionale a consentire, attraverso la programmazione di azioni (opere, vincoli, direttive), il conseguimento di un assetto fisico del corso d'acqua compatibile con la sicurezza idraulica, l'uso della risorsa idrica, l'uso del suolo (ai fini insediativi, agricoli ed industriali) e la salvaguardia delle componenti naturali ed ambientali.

L'opera che si propone non interferirà ne peggiorerà la sicurezza delle aree attraversate, quindi non può essere considerato un ostacolo alla realizzazione dell'opera.

Inoltre, gli impianti solari termodinamici, considerati impianti di produzione energetica da fonte rinnovabile (solare), sono considerati di "pubblica utilità", il comma 1, art. 12, D.Lgs. 387/2003, recita:

*" 1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti."*

Lo stesso decreto legislativo 29 Dicembre 2003 n. 387 all'art. 12 comma 7

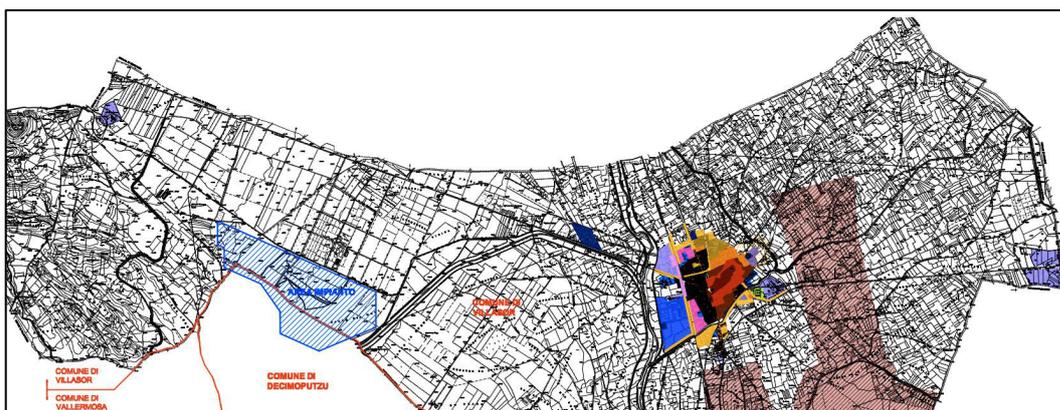
stabilisce che:

*"7. Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici."*

Per chiarezza l'art.2 comma 1, lettere b) e c) recita:

“b) impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili: impianti alimentati dalle biomasse e dalla fonte idraulica, ad esclusione, per quest'ultima fonte, degli impianti ad acqua fluente, nonché gli impianti ibridi, di cui alla lettera d);

c) impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta: impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che non rientrano tra quelli di cui alla lettera b);”.

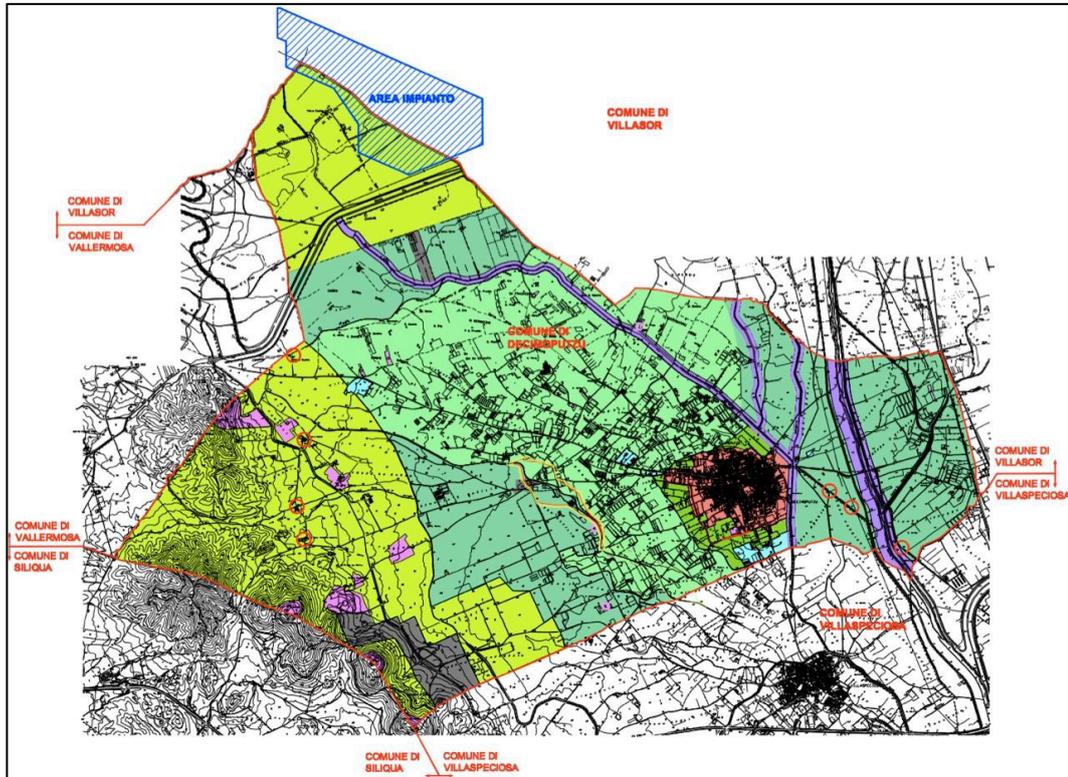


### LEGENDA PIANO DI FABBRICAZIONE VILLASOR

#### ZONE OMOGENEE

	A-CENTRO STORICO		C2-ESPANSIONE CON PIANO QUADRO DI RIFERIMENTO
	B0-COMPLETAMENTO E RISTRUTTURAZIONE		D1-INDUSTRIALE/COMMERCIALE
	B1-COMPLETAMENTO INTERNO		D2-ARTIGIANALE/COMMERCIALE
	B2-COMPLETAMENTO ESTERNO		D2/a-COMMERCIALE
	C1-ESPANSIONE GIA' INFRASTRUTTURATA		D2/b-ARTIGIANALE/COMMERCIALE
	C1-ESPANSIONE GIA' INFRASTRUTTURATA-PEEP		E-AGRICOLE/PASTORALI
	G1-PARCO FERROVIARIO		S2-ATTREZZATURE DI INTERESSE COMUNE
	G2-SERVIZI GENERALI		S3-VERDE/GIOCO/SPORT
	G3-IMPIANTI TECNOLOGICI		S4-PARCHEGGI
	H1-RISPETTO CIMITERIALE		S*-SPAZI PUBBLICI (S1+S2+S3+S4)
	H2-RISPETTO AMBIENTALE STRADALE E FERROVIARIO		PRESCRIZIONI
	S1-ISTRUZIONE		SERVITU' MILITARE

Figura 43: Inquadramento Impianto su Piano di Fabbricazione del Comune di Villazor



**LEGENDA**  
**PIANO URBASTICO COMUNALE (P.U.C.)**  
**DECIMOPUTZU**



**Figura 44: Inquadramento Impianto su Piano Urbanistico Comunale di Decimoputzu**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.1.1. PROPRIETÀ E DISPONIBILITÀ DELLE TERRE**

L'area totale occupata dall'impianto in progetto è di circa 269 ettari.

Per quanto riguarda la proprietà di tale area, una porzione stimabile intorno al 55% delle superfici necessarie alla realizzazione della centrale è già nella disponibilità del proponente, giusto contratto preliminare di concessione di diritto di superficie stipulato fra la società Energogreen Renewables Srl, per conto della proponente, e i proprietari dei terreni.

Inoltre, sono in corso di perfezionamento contratti con altri proprietari, non ancora formalizzati a causa del mancato trasferimento delle proprietà ai successori di possidenti ormai deceduti.

In ogni caso si ricorda che il D.lgs. 387/03, che trova applicazione al progetto proposto, stabilisce espressamente (Art.12, comma 1) che le opere per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili e le opere connesse sono di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.

Il D.P.R. 327/01 (c.d. Testo Unico sugli espropri) stabilisce che l'acquisizione dei terreni richiesti per l'esecuzione di tale tipologia di opere possa avvenire tramite procedura di espropriazione.

Qualora, quindi, non si dovesse giungere ad un accordo con i restanti proprietari terrieri sul cui fondo ricade l'iniziativa nei tempi utili alla realizzazione del progetto, si potrà procedere all'acquisizione delle aree necessarie al progetto attraverso l'espropriazione dei terreni privati da parte dell'ente competente.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2. SCHEMA D'IMPIANTO

L'impianto sarà articolato in sottosistemi:

- Sottosistema Solare Termodinamico:

- Campo solare
- Sistema di accumulo termico

- Sottosistema Blocco di Potenza

La "Power Block" ospita tutti gli apparati di una convenzionale centrale elettrica a vapore (Generatore di Vapore GV; Turbina a Vapore; Condensatore/Sistema di raffreddamento; Alternatore).

Per il momento non si prevede di utilizzare l'energia termica prodotta, ma ciò non toglie la possibilità di metterla a disposizione per eventuali necessità delle zone circostanti (riscaldamento di serre, strutture sportive, abitazioni/strutture turistiche).

- Sottosistema BOP – Sistemi Ausiliari

Il BOP (Balance of plant) include, come da traduzione letterale, tutto il resto dell'impianto, ovvero tutti gli apparati ed i sistemi necessari al funzionamento dello stesso.

Infine, sono previsti dei riscaldatori ausiliari da utilizzare per il mantenimento dei sali fusi sopra la loro temperatura di solidificazione in caso di necessità.

Sarà, inoltre, richiesta una fornitura di media tensione al distributore locale per alimentare i consumi degli apparati ausiliari d'impianto quando lo stesso non sarà in produzione.

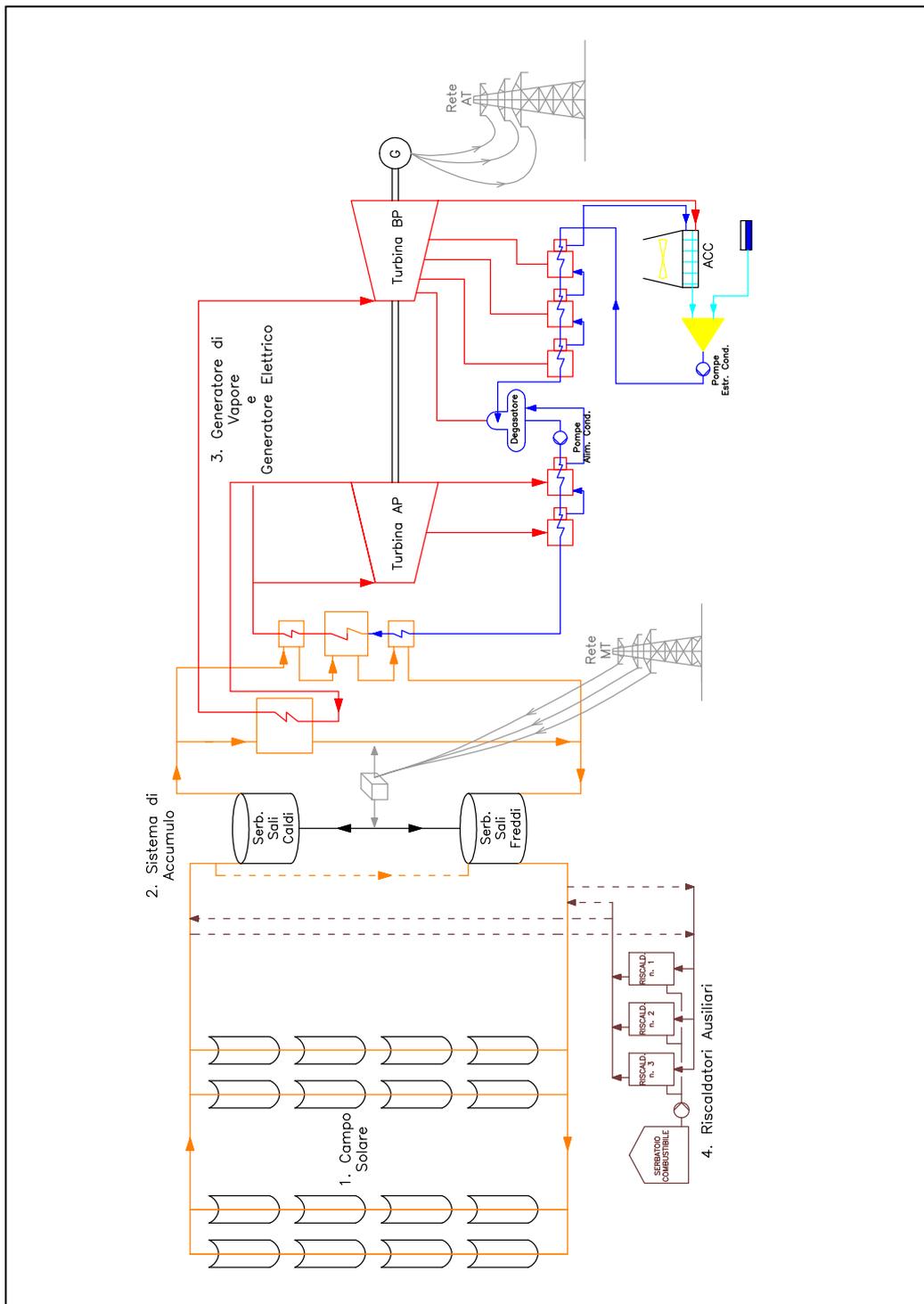
Si prevede che tale fornitura possa essere utilizzata anche per riscaldare i contenitori dei sali (serbatoi e tubazioni) tramite un opportuno sistema alimentato dall'energia elettrica.

Al fine di non provocare danni irreparabili all'intero impianto, è previsto un generatore d'emergenza, presumibilmente alimentato a diesel (Diesel Genset), per alimentare i carichi essenziali della centrale in casi eccezionali (ie. "Black-out" della rete elettrica di pubblica distribuzione).

Lo schema di flusso della centrale con evidenziate le parti principali che la

compongono è riportato nella successiva Figura 45.

La realizzazione dell'impianto comporta anche l'assestamento dell'area e la predisposizione delle opere civili per l'alloggiamento dei vari macchinari, degli uffici e quanto altro indispensabile.



**Figura 45: Schema di flusso generale impianto CSP**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.1. IL CAMPO SOLARE

Il campo solare è il cuore dell'impianto: in esso viene raccolta, concentrata ed assorbita la radiazione solare che sostituisce il combustibile ed il generatore di energia termica degli impianti convenzionali.

La dimensione del campo solare è funzione della potenza elettrica della turbina che si sceglie e della dimensione dell'accumulo termico che s'intende realizzare.

Esso è costituito dai collettori parabolici lineari disposti in file parallele allineate secondo la direttrice N-S e suddivisi in stringhe (o *loops*).

I moduli base dei collettori (o SCEs - Solar Collector Elements) vengono generalmente assemblati a creare un blocco, o meglio uno SCA (Solar Collector Assembly), di lunghezza variabile a seconda del modulo scelto.

Sono stati valutati i campi solari composti da due diversi modelli di collettore, le cui caratteristiche sono riportate nelle seguenti tabelle.

<b>CAMPO SOLARE - OPZIONE 1</b>		
<b>Collettore (SCE)</b>	<i>SNT2 optimized</i>	
	Lunghezza	12 metri
	Larghezza	6,868 metri
	n. tubi ricevitori	3
<b>Tubo Ricevitore</b>	<i>HCEMS-11 (ASE)</i>	
	Diametro	70 mm
	Lunghezza	4060 mm
<b>LOOP</b>	180	
	n. SCA assemblati	4
<b>SCA</b>	720	
	n. SCE assemblati	14
	Lunghezza	173 metri
	Larghezza	6,868 metri
<b>Interlinea</b>	16,5 m	
<b>Superficie Captante totale</b>	815.600 m <sup>2</sup>	
<b>Superficie lorda Impianto</b>	circa 269 ettari	
<b>Potenza Termica Campo Solare</b>	circa 440 MWt	



**Figura 46: Collettore parabolico lineare SNT2**



**Figura 47: Collettore parabolico lineare LAT 8.0**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

<b>CAMPO SOLARE - OPZIONE 2</b>		
<b>Collettore (SCE)</b>	<i>LAT 8.0 m (Gossamer-3M)</i>	
	Lunghezza	12 metri
	Larghezza	8 metri
	n. tubi ricevitori	3
<b>Tubo Ricevitore</b>	<i>HCEMS-11 (ASE)</i>	
	Diametro	70 mm
	Lunghezza	4060 mm
<b>LOOP</b>	258	
	n. SCA assemblati	4
<b>SCA</b>	1.032	
	n. SCE assemblati	8
	Lunghezza	100 metri
	Larghezza	8 metri
<b>Interlinea</b>	20 m	
<b>Superficie Captante totale</b>	792.576 m <sup>2</sup>	
<b>Superficie lorda Impianto</b>	circa 269 ettari	
<b>Potenza Termica Campo Solare</b>	circa 490 MWt	

I due tipi di collettore variano per dimensioni ed efficienza, l'area lorda dell'impianto rimane la stessa, mentre variano i numeri dei vari componenti e conseguentemente la potenza termica, quindi la produzione elettrica derivabile.

Per il progetto in oggetto si utilizzerà il campo solare dell'opzione n. 1 con i moduli "SNT2 *optimized*" (Sener), rivisitazione del secondo modello di collettore parabolico lineare della Sener Group, SNT2, adeguato a supportare il tubo ricevitore HCEMS-11 della Archimede Solar Energy.

A tal riguardo è da precisare che la scelta definitiva del tipo di modulo che verrà utilizzato, che potrebbe anche variare dai due ipotizzati in funzione delle tendenze del mercato, sarà effettuata solo in una fase esecutiva.

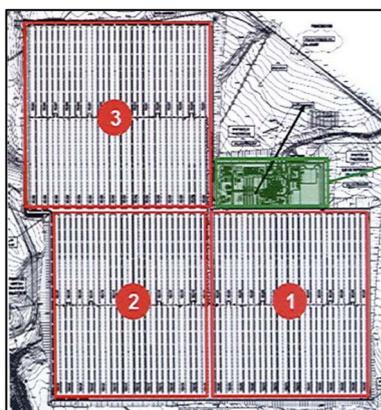
Gli elementi che si illustrano si ritengono rappresentativi, nell'ambito della finalità della presente relazione, di alcuni dei prodotti più innovativi presenti sul mercato.

Quindi, nel layout presentato si sono disposti n. 720 SCAs di lunghezza pari a circa

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

173 metri, composti da 14 moduli ognuno, che vanno a comporre i 180 loops del campo solare, per una superficie captante totale pari a circa 815.600 m<sup>2</sup>.

Il campo solare è suddiviso in sottocampi o sezioni al fine di ottimizzarne la gestione. Le sezioni, composte da "n" loops, sono collegate alla Power Block attraverso tubazioni di mandata (sale freddo) e di ritorno (sale caldo).



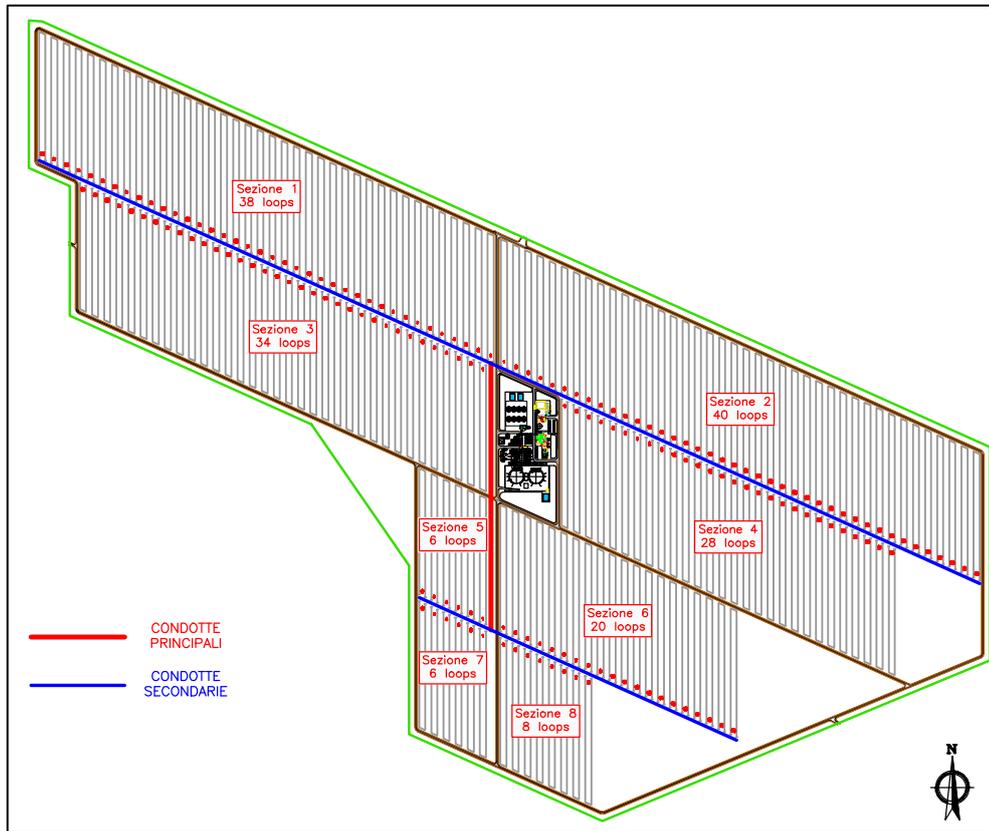
**Figura 48: Esempio impianto CSP - Campo Solare suddiviso in sottocampi/sezioni**

Di seguito si riporta la suddivisione in sezioni, o sottocampi, del campo solare dell'impianto Flumini Mannu in oggetto.

Il campo è composto da n. 8 sezioni:

- Sezione 1: n. 38 loops;
- Sezione 2: n. 40 loops;
- Sezione 3: n. 34 loops;
- Sezione 4: n. 28 loops;
- Sezione 5: n. 6 loops;
- Sezione 6: n. 20 loops;

- Sezione 7: n. 6 loops;
- Sezione 8: n. 8 loops.



**Figura 49: Impianto CSP "Flumini Mannu" - Suddivisione in sezioni**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.1.1. I Collettori Parabolici Lineari

Per "collettore solare", o SCA, si intende l'unione di "n" moduli base dotati di un unico sistema di inseguimento solare, ovvero che si muovono insieme.

L'elemento base del collettore è quindi il modulo, ovvero l'elemento formato da tre parti fondamentali, che sono: la struttura di supporto, gli specchi e il tubo ricevitore.

In commercio esistono diversi tipi di moduli, sviluppati dalle aziende che hanno investito di più su questa tecnologia.

Essi si differenziano per i componenti base e per le loro dimensioni.

Per il progetto in oggetto si è scelto, in via preliminare, il nuovo prodotto del gruppo Sener, SNT2, ottimizzato per poter supportare il tubo ricevitore ASE HCEMS-11 (SNT2 optimized).

Il gruppo Sener è un "main constructor" spagnolo, che ha investito in modo significativo nel solare termodinamico mettendo a punto un primo collettore parabolico denominato SENERtrough-1 (SNT1) ed ora un secondo, più performante, denominato SENERtrough-2 (SNT2).

La prima generazione di moduli progettati dalla Sener sono stati utilizzati in numerosi impianti (in Spagna, USA, India), facendo acquisire all'azienda un'esperienza importante nel settore.

Fra le principali caratteristiche del SNT1 si ricorda la struttura di supporto basata su un tubo centrale (*torquetube*) e su bracci e staffe prestampati, tali da permettere un processo di assemblaggio molto efficiente.

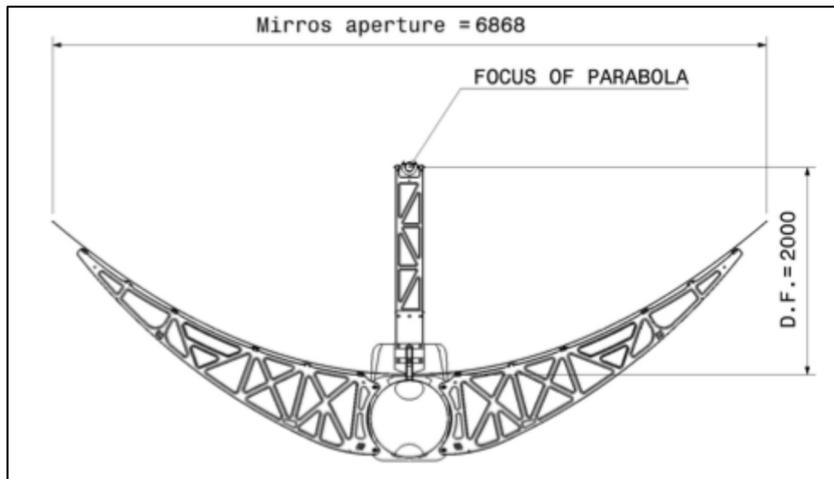
Lo sviluppo del nuovo SNT2, che mantiene le principali caratteristiche del suo predecessore, è stato eseguito con la finalità di ridurre il costo del campo solare, aumentando le dimensioni e l'efficienza del precedente modulo e valutando molteplici alternative di ottimizzazione.

Le dimensioni del modulo SNT2 sono:

- Larghezza: 6,868 metri;
- Lunghezza: 13,236 metri;
- Distanza del fuoco della parabola: 2,00 metri;

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- Diametro del Tubo Ricevitore: 0,08 metri;
- N. di Specchi: 32;
- Numero di Tubi Ricevitori: 3.



**Figura 50: SENERtrough 2 - Sezione**

Il modulo SNT2 è circa il 28% più grande del modello SNT1.

La maggior parte degli impianti spagnoli da 50 MWe e 1010 MWh di accumulo sono costruiti con 156 loops (da 4 SCAs) di collettori basati sul modulo SNT1, la stessa potenza termica può essere raggiunta con 124 loops (da 4 SCAs) di SNT2, riducendo il costo del campo solare.



**Figura 51: SENERtrough2 e SENERtrough1**

Il processo di assemblaggio del collettore SNT2 mantiene tutti i vantaggi di produzione e di produttività del processo di assemblaggio del collettore SNT1.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

La stazione di montaggio, da collocarsi in sito, può far fronte all'assemblaggio del torquetube, dei 3 supporti dei tubi ricevitori e dei 32 bracci a sbalzo.

Il montaggio finale dei 32 specchi è eseguito manualmente con un procedimento molto semplice.

Tutti i componenti sono progettati con adeguati riferimenti di posizionamento per facilitare il montaggio.

Il processo include anche la verifica geometrica e il bilanciamento dei collettori.

Le strutture sono, quindi, portate ai corrispondenti piloni nel campo solare e erette utilizzando una specifica pala gommata.

Il modulo "SNT2 optimized" è stato ridotto in lunghezza per poter supportare 3 tubi ricevitori per sali fusi ASE, lunghezza 4.060 mm e diametro 70 mm, anziché i tubi previsti per il modulo originale, lunghezza 4.386 mm e diametro 80 mm.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.1.1.1. La Struttura di Supporto**

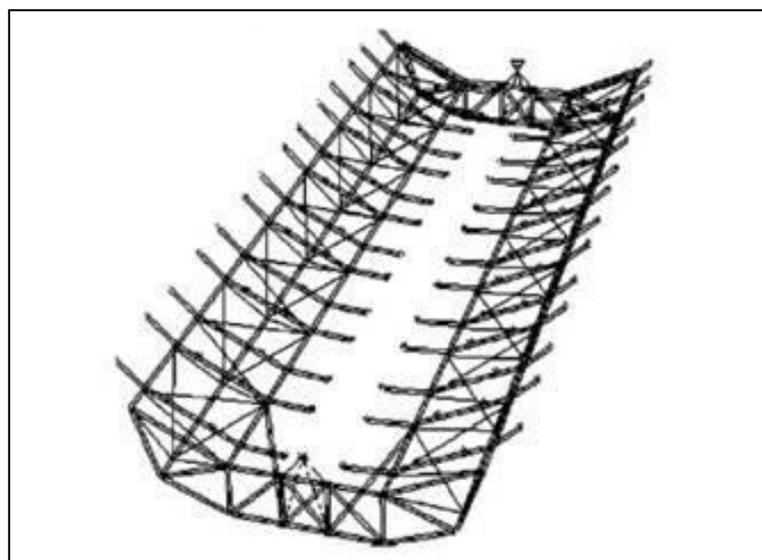
La struttura di supporto deve garantire la tenuta di specchi e tubo ricevitore sia in condizioni ordinarie che in condizioni sfavorevoli (vento, forti precipitazioni...).

La parte superiore, genericamente formata da un corpo centrale, da bracci e altri supporti, è collegata al suolo tramite dei pali metallici, che devono a loro volta disporre di adeguate fondazioni.

Una buona struttura dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- buon comportamento rispetto al vento: evitare deformazioni per flessione o torsione con venti moderati;
- semplicità di montaggio: l'assemblaggio, che si effettua in sito, dovrebbe essere rapido e ripetitivo;
- garantire un alto rendimento ottico del modulo, ovvero garantire che un'alta percentuale dei raggi solari che colpiscono gli specchi si riflettano sul tubo ricevitore;
- avere una fondazione appropriata.

Esistono diverse tipologie di struttura di supporto fra i vari collettori in commercio, nelle seguenti immagini si riportano alcuni esempi.



**Figura 52: Esempio Struttura Modulo LS3**



**Figura 53: Esempio Struttura SolarGenix Acciona**

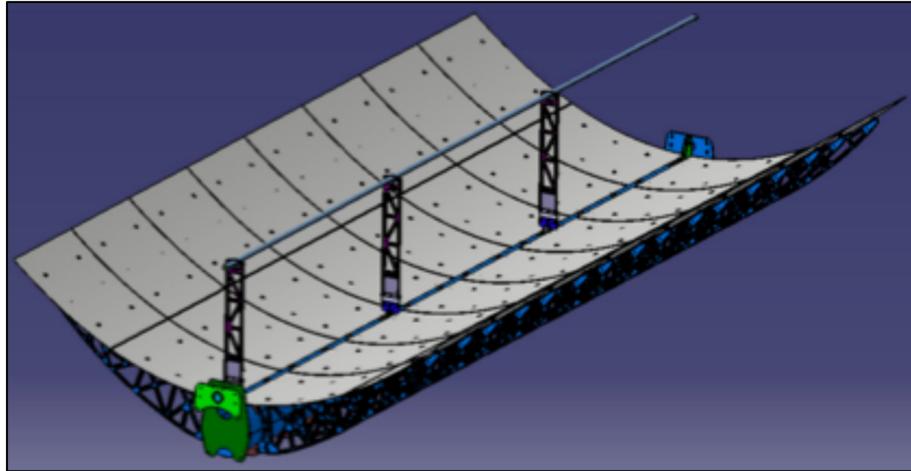


**Figura 54: Esempio Struttura Modulo ENEA**

La struttura del modulo SNT2 mantiene le principali caratteristiche di quella del SNT1, avendo applicato un fattore di scala per aumentarne le dimensioni, ma il miglior risultato conseguito, in termini di costi e di semplicità di assemblaggio, è stato ottenuto a seguito della progettazione ottimale di tutti i componenti, che ha ridotto la quantità di materiali utilizzati.

La struttura base è quindi quella basata su un tubo centrale (*torquetube*) dal quale partono i supporti per gli specchi (bracci) e per i tubi ricevitori.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 55: Modello Struttura SNT2**

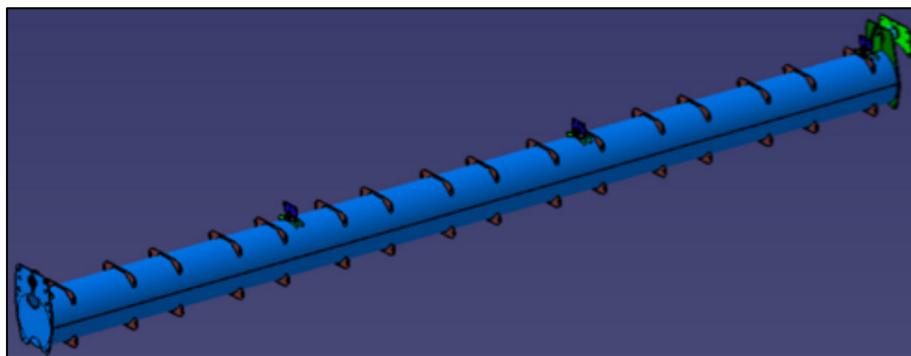
Il torquetube del SNT2 sarebbe più lungo di quello del SNT1, ma, come già scritto, il modulo scelto ha una lunghezza praticamente pari a quella del modello SNT1, quindi la grandezza del torquetube rimarrà sostanzialmente invariata.

Anche il numero di bracci, fabbricati tramite "stampi", sarà inferiore nel modello "optimized" scelto, ma comunque di due differenti tipi, sinistri e destri.

Essi sono simmetrici e realizzati tramite la stessa forma in modo da rendere più veloce la produzione.

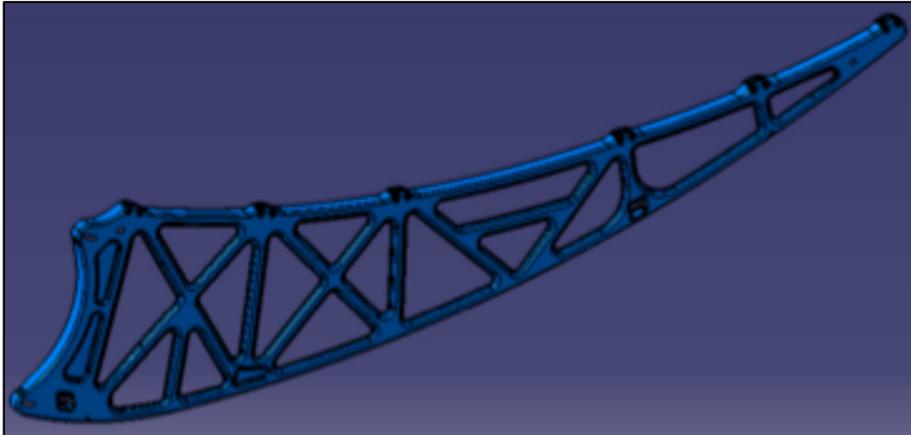
Inoltre, l'utilizzo di bracci simmetrici permette un miglior trasferimento del carico sul tubo centrale.

I supporti per i tubi ricevitori, anch'essi "stampati", sono n. 3 per ogni modulo.



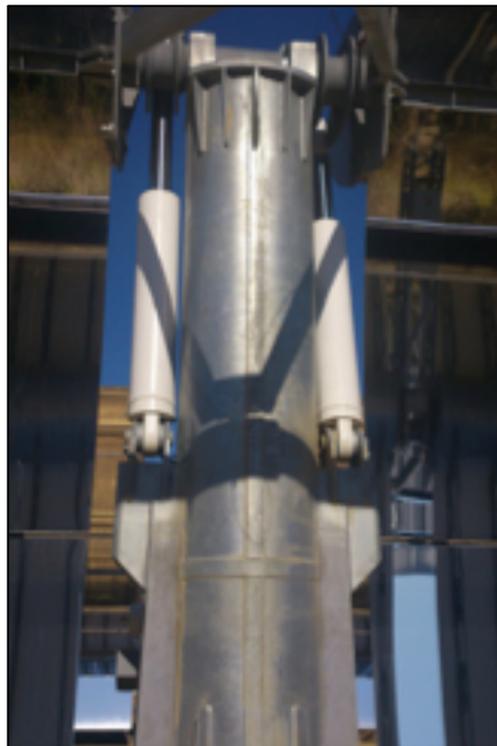
**Figura 56: SNT2 - Torquetube**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 57: SNT2 - Braccio**

Tutta la struttura è collegata al terreno attraverso piloni metallici, che a loro volta sono ancorati a delle fondazioni.



**Figura 58: SNT2 - Pilone**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.1.1.2. Gli Specchi**

Il collettore SNT2 è stato progettato con 32 specchi, il modello "optimized" ne avrà un numero minore vista la diversa lunghezza.

Gli specchi prototipi sono stati prodotti dalla Flabeg in collaborazione con SENER.

Ci sono un egual numero di specchi interni e specchi esterni e la loro larghezza sarà tale da consentire lo spreco della minor quantità possibile di materiale da parte del fornitore durante la produzione del vetro.

Flabeg, leader nel settore solare, produce specchi per tutti i tipi d'impianti CSP: a collettori parabolici lineari, a torre centrale, Fresnel e Dish Stirling.

La qualità degli specchi è costantemente testata ed è stata incrementata negli anni grazie all'esperienza e alla ricerca di nuove tecnologie.



**Figura 59: Specchi per Collettori Parabolici Lineari FLABEG**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.1.1.3. Il Tubo Ricevitore**

La scelta di realizzare un innovativo impianto solare termodinamico di medio-grande taglia a sali fusi è nata, tra l'altro, dalla collaborazione con Archimede Solar Energy (ASE), una delle società leader mondiali nella produzione di tubi ricevitori per centrali solari termodinamiche a collettori parabolici lineari, e con Sener Group, gruppo leader nella produzione di collettori.

I tubi ricevitori scelti per l'impianto in progetto sono quelli sviluppati e prodotti da Archimede Solar Energy, con il contributo di ENEA, adatti ad operare ad elevate temperature e soprattutto con i sali fusi come fluido termovettore.

Tali ricevitori sono caratterizzati da un'alta tecnologia realizzativa che assembla materiali eterogenei, come vetro e acciaio, e rivestimenti nano compositi spettralmente selettivi.

Grazie a tali rivestimenti (CERMET) e alla tecnologia dell'alto vuoto, i tubi ASE massimizzano l'assorbimento della radiazione solare minimizzandone l'emissività, garantendo un elevatissimo fattore di conversione dell'energia solare in energia termica.

Nello specifico, un ricevitore solare è composto da un tubo interno, nel quale scorre il fluido termo-vettore, realizzato in acciaio inox austenitico e selezionato per ottimizzare la resistenza alla corrosione.

La superficie esterna del tubo di acciaio è rivestita da un sottile film multistrato, composto da uno strato superiore di materiale ceramico con alto potere anti-riflettente, uno strato intermedio di CERMET, sofisticato materiale nano composito ad elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare, e da uno strato inferiore di materiale metallico in grado di riflettere la radiazione infrarossa.

Al fine di realizzare una cavità in alto vuoto per evitare le dispersioni termiche convettive, il tubo di acciaio è incapsulato in un tubo esterno in vetro borosilicato dotato di un rivestimento antiriflesso depositato sulle superfici interne ed esterne.

Un trattamento idrofobizzante della superficie esterna, in grado di incrementare la resistenza del rivestimento antiriflesso agli agenti atmosferici, completa la tecnologia dell'involucro protettivo.

Alle estremità dei ricevitori, infine, vengono installati due soffiotti metallici che hanno

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

la funzione di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra vetro e acciaio permettendo il funzionamento ottimale del ricevitore sul collettore solare.

Il tubo ricevitore, che si prevede di montare sul collettore prescelto, è il modello HCEMS-11, del quale si riportano le caratteristiche in Figura 60.

Principale caratteristica del HCEMS-11 è l'utilizzo del coating spettralmente selettivo (fabbricato sotto licenza ENEA) con una composizione dedicata ed ottimizzata per il funzionamento nel range di temperatura di utilizzo della miscela di sali fusi (miscela binaria di sali fusi  $\text{NaNO}_3$  e  $\text{KNO}_3$ ), quindi tra  $260^\circ\text{C}$  a  $580^\circ\text{C}$ .

L'ottimizzazione del comportamento termo-meccanico e del comportamento nei confronti di fenomeni corrosivi del ricevitore, in funzione delle tipiche condizioni operative di circolazione dei sali fusi in un impianto solare termodinamico commerciale, ha portato alla scelta di uno spessore nominale del tubo di acciaio pari a 3 mm in accordo agli standard internazionali inerenti all'utilizzo di tubazioni in pressione.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



<h1>HCEMS11</h1>	
<b>Caratteristiche del tubo di acciaio:</b>	
Dimensioni	Lunghezza 4060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 3 mm, a temperatura ambiente
Materiale	Acciaio inossidabile austenitico, elettrosaldato longitudinalmente, con superficie esterna lappata
Caratteristiche del materiale	Resistente alla corrosione in flusso di miscela binaria di sali fusi NaNO <sub>3</sub> e KNO <sub>3</sub>
<b>Caratteristiche del tubo di vetro:</b>	
Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm
Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%) <sup>1,2</sup>	≥ 96.6% secondo standard ASTM [0.3...2.5µm]
<b>Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:</b>	
Assorbanza solare <sup>1</sup>	≥95.0% secondo standard ASTM [0.3...2.5µm]
Emissività termica <sup>1</sup>	≤7.3% @ 400°C; ≤10.3% @ 550°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 550°C
<b>Caratteristiche funzionali:</b>	
Peso del ricevitore	~ 34 kg
Fluido termo-vettore	Miscela binaria di sali fusi NaNO <sub>3</sub> e KNO <sub>3</sub>
Stato fisico del fluido termo-vettore	Liquido
Max. condizione operativa	< 30 barg alla massima temperatura operativa di 580°C
Perdita termica <sup>1,3</sup>	≤ 255W/m at 400°C; ≤730 W/m at 550°C (in assenza di schermi di copertura dei soffiotti)
Pressione nell'annulus	< 1.0 x 10 <sup>-4</sup> mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento (L <sub>abz</sub> /L <sub>+HSE, nom</sub> )	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	Intervallo di temperatura operativa per miscela binaria di sali fusi NaNO <sub>3</sub> e KNO <sub>3</sub> : 290÷550°C

<sup>1</sup> Valore medio relativo al lotto di riferimento | <sup>2</sup> Misurato nella zona dotata di rivestimento AR | <sup>3</sup> Valori misurati in accordo alla procedura sviluppata dal DLR (attrezzatura ThermoRec)

**Figura 60: Specifiche Tubo Ricevitore HCEMS-11**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### **3.2.1.1.4. Il sistema di Inseguimento Solare**

Affinché la radiazione captata dallo specchio sia massima, è necessario che la superficie dello stesso sia perpendicolare alla direzione dei raggi solari.

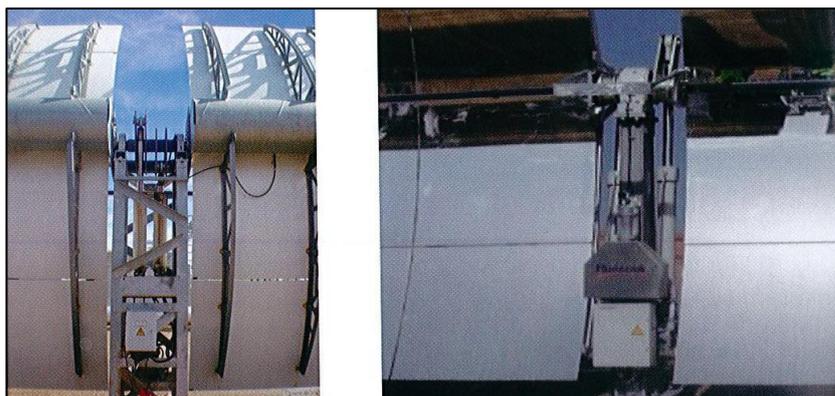
Questo presuppone che il campo solare sia dotato di due sistemi: uno che determini la posizione del sole in ogni momento e un altro che posizioni il modulo perpendicolarmente al sole.

Poiché il tubo assorbitore è posto lungo il fuoco del paraboloide, quindi lungo uno degli assi, è possibile realizzare solamente un "inseguimento" lungo l'altro asse perpendicolare (inseguimento monoassiale).

Per quanto riguarda la determinazione della posizione del sole, attualmente esistono due sistemi per tale determinazione: attraverso un sensore solare (sensore ombra) o attraverso algoritmi matematici.

Per quanto riguarda il sistema d'inseguimento solare, invece, il meccanismo di trazione migliore, ad oggi, è quello idraulico basato su due cilindri, un gruppo idraulico e un set di valvole, installato al centro di un collettore.

Nella Figura 61 si può vedere un esempio del sistema idraulico.



**Figura 61: Sistema d'inseguimento idraulico - Esempio**

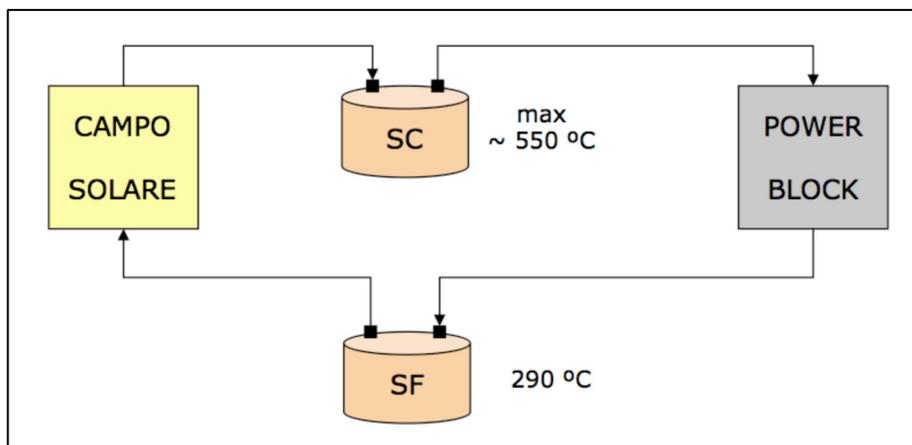
Anche se tale sistema evidenzia vantaggi notevoli rispetto ai sistemi basati su un motore elettrico e un riduttore, o al sistema elettroidraulico, l'uso di un sistema idraulico richiede di prestare particolare attenzione nella manutenzione ordinaria e straordinaria.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

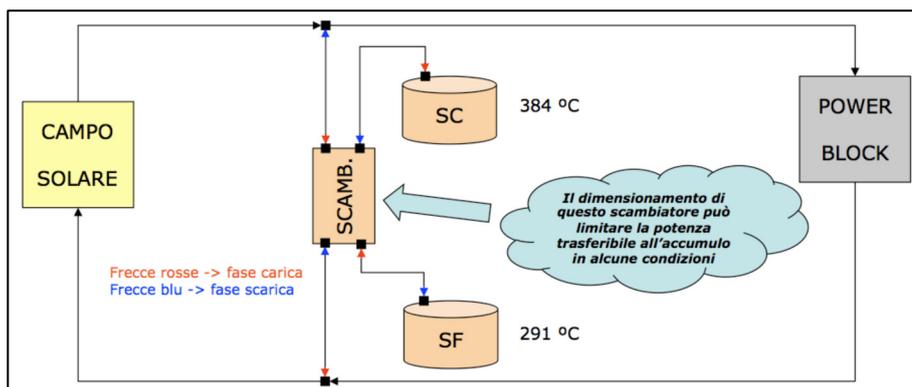
### 3.2.1.2. Il fluido termovettore

Il presente progetto riguarda un impianto termodinamico solare di potenza lorda pari a 55 MWe basato sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari con sistema "diretto" a sali fusi.

Il sistema "diretto" prevede una miscela di sali fusi come unico fluido termovettore circolante nell'impianto, sia nel campo solare sia nella sezione di accumulo termico e generazione di vapore come illustrato nel seguente schema (Figura 62).



**Figura 62: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "diretto"**



**Figura 63: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "indiretto"**

Rispetto al sistema indiretto (Figura 63), che prevede diversi fluidi fra campo solare ed accumulo termico e la presenza di scambiatori di calore, il sistema diretto risulta più semplice, meno costoso ed energeticamente più efficiente.

L'utilizzo di un unico fluido, e più precisamente dei sali fusi, permette, in più, una

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

grande riduzione delle dimensioni dei serbatoi di stoccaggio, anche grazie all'ampio intervallo di temperatura di funzionamento.

L'impianto a collettori parabolici lineari a sali fusi trova i suoi punti di forza nella possibilità di raggiungere temperature elevate di esercizio (circa 550°C) e nella capacità dei sali fusi di accumulare l'energia termica nel serbatoio di accumulo.

I sali fusi sono una miscela composta al 60% da Nitrato di Sodio ( $\text{KNO}_3$ ) e al 40% da Nitrato di Potassio ( $\text{NaNO}_3$ ), che ordinariamente è utilizzata come fertilizzante in agricoltura e quindi disponibile in grandi quantità e a basso costo.

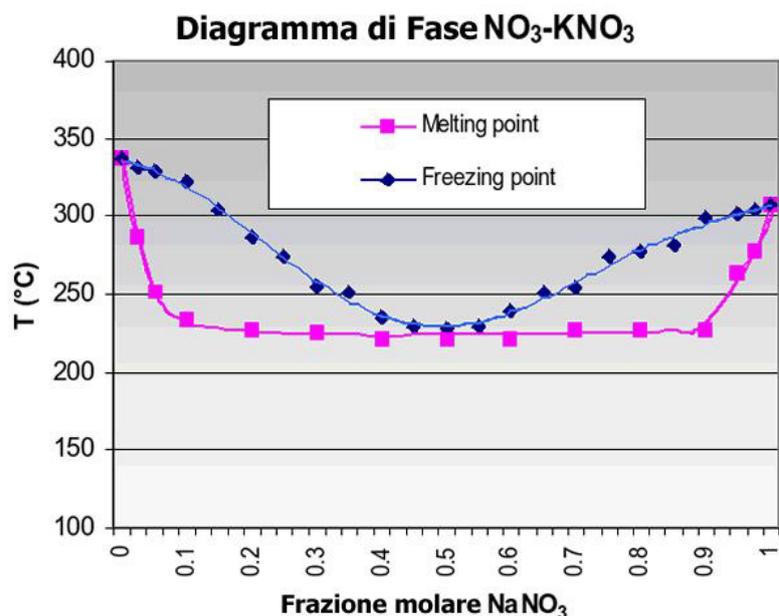
I sali fusi possono essere utilizzati in un intervallo di temperatura compreso fra 260°C e 600°C: per il corretto funzionamento del tubo ricevitore e in condizioni operative normali del campo solare, le temperature dei sali variano tra i 290 e i 550°C.

La miscela presenta punti di solidificazione e di fusione differenti, che dipendono anche dalla composizione della stessa.

Nel caso in oggetto, in particolare, essa fonde a 221°C e inizia a cristallizzare a 238°C.

Anche le proprietà fisiche dei sali fusi (*densità, calore specifico, viscosità dinamica, conducibilità termica*) di cui si sta parlando variano in funzione della temperatura, generalmente nei calcoli di massima si utilizza un valore medio.

Allo stato solido, i due sali, che compongono la miscela, hanno le rispettive proprietà.



<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Le caratteristiche principali di questo fluido termovettore sono:

- Temperature operative 260-550°C;
- Non infiammabilità né tossicità;
- Fluido a bassi costi;
- Proprietà di buon trasportatore di calore, ovvero: alto coefficiente di scambio termico, elevata capacità termica, elevata densità, bassa pressione operativa.

La scelta di utilizzare i sali fusi quale fluido termovettore comporta non solo un aumento dell'efficienza degli impianti, grazie ad una temperatura operativa maggiore, ma garantisce, attraverso l'accumulo termico, la dispacciabilità, ossia la possibilità di modulare l'erogazione dell'energia raccolta, anche di notte.

Gli impianti solari termodinamici attualmente in esercizio (con tecnologia parabólico lineare) utilizzano un fluido termo vettore composto da oli minerali o sintetici; questi, essendo organici (i.e. benzene), non possono raggiungere temperature superiori a 400°C a causa della degradazione fisica a temperature elevate, il che limita l'efficienza complessiva del ciclo vapore.

I sali fusi, innovativa tecnologia Italiana, impiegati come fluido termovettore nei sistemi di accumulo termico e direttamente nel campo solare, consentono una nuova e più innovativa configurazione dell'impianto, raggiungendo temperature fino a 550°C.

Tale configurazione aumenta l'efficienza complessiva, per effetto della maggiore temperatura di esercizio del fluido, e riduce notevolmente i costi grazie sia ad una semplificazione dell'impianto sia ad una riduzione in termini di volume complessivo del fluido utilizzato.

In particolare, i sali fusi scorrono all'interno dei tubi sui quali viene concentrata l'energia solare dagli specchi parabolici.

Grazie al CERMET e al sotto vuoto dei tubi di ASE, la temperatura dei sali varia tra 290 e i 550°C: sul tubo, infatti, gli specchi concentrano i raggi solari, moltiplicando la loro intensità per più di 80 volte.

I sali a 550°C vengono accumulati in un deposito che è isolato termicamente dall'esterno; è quindi possibile conservare il calore per molte ore.

Dal deposito ad alta temperatura i sali sono inviati alla centrale elettrica dove, tramite

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

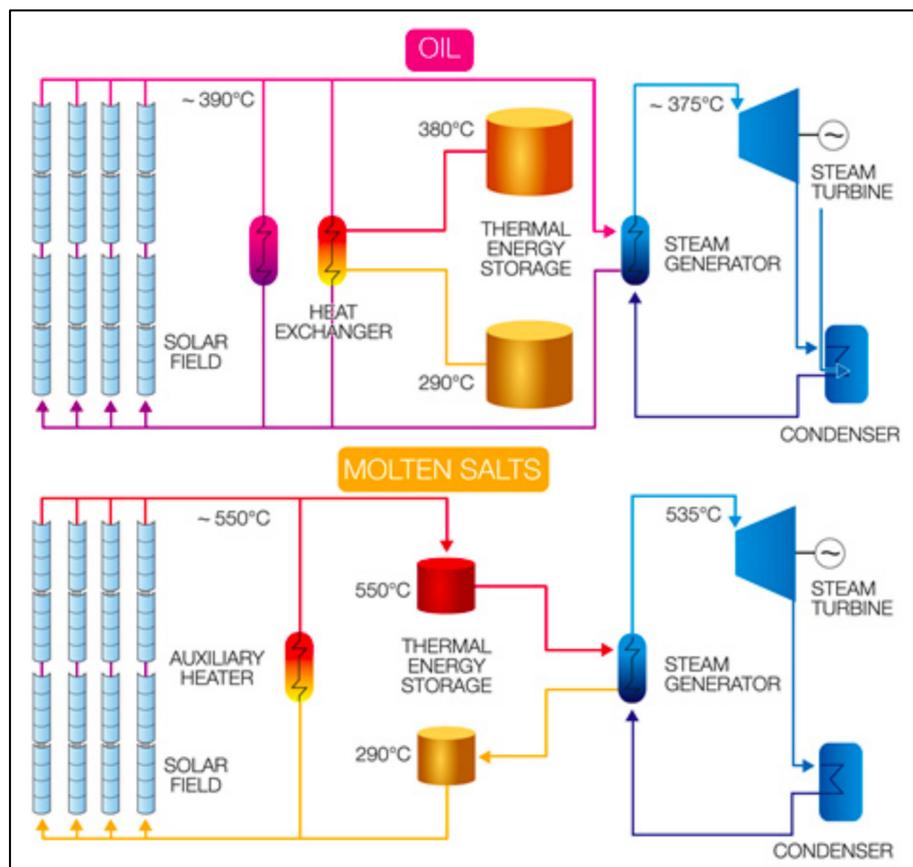
scambiatori di calore, producono il vapore che fa girare la turbina del generatore di corrente elettrica.

In questo processo i sali si raffreddano fino a 290 gradi e finiscono in un altro deposito detto a bassa temperatura.

Da qui vanno di nuovo nei tubi riscaldati dagli specchi parabolici e il processo si ripete.

Le principali differenze con gli oli sono:

- I sali fusi operano come unico fluido sia per l'assorbimento di calore che per l'accumulo termico, semplificando la struttura dell'impianto;
- Gli impianti che utilizzano sali fusi hanno serbatoi termici più piccoli;
- Ottimizzazione dei parametri standard di funzionamento della turbina;
- A differenza dell'olio, i sali fusi non sono inquinanti, sono disponibili in grandi quantità e a basso costo, non danneggiano il tubo.



**Figura 64: Schema di funzionamento di impianti CSP ad olio e a sali fusi**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.2. IL SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO

#### 3.2.2.1. Il Concetto di Accumulo Termico

Per un funzionamento ottimale della turbina a vapore sarebbe preferibile disporre di una sorgente termica pressoché costante lungo l'arco della giornata; sfortunatamente, la risorsa solare ha la caratteristica di essere aleatoria e limitata esclusivamente alle ore diurne.

Per ovviare a questa problematica, si sono studiati diversi metodi per accumulare la potenza termica in eccesso al fine di riutilizzarla in caso di necessità.

In particolare, un accumulo termico (*storage*) può essere pensato con le seguenti finalità:

- **Buffering:** il passaggio delle nuvole influenza l'operatività dell'impianto di generazione, infatti, con un'insolazione ad intermittenza il rendimento di produzione elettrica decade perché il sistema turbina-generatore opera a carichi parziali ed in modalità transitoria.

Inoltre, in caso di nuvolosità continua e regolare, le condizioni del vapore in turbina o il flusso possono degradare fino a provocare dei grossi problemi alla turbina. Con l'accumulo termico si ha la possibilità di ridurre questi disturbi, livellando i transitori.

Sistemi di accumulo di tipo buffering richiedono piccole capacità di stoccaggio (al massimo 1 ora a pieno carico).

- **Dislocamento del periodo di distribuzione:** in questo caso, l'accumulo sposta parte della produzione dai periodi soleggiati ad un altro momento, quando la domanda d'energia e le tariffe sono più elevate. Il dislocamento della produzione comporta l'uso di una grande capacità di accumulo (da 3 a 6 ore a pieno carico) e non richiede necessariamente un incremento della superficie del campo specchi.
- **Estensione del periodo di distribuzione:** con questa tipologia di accumulo si cerca di estendere il periodo di operatività dell'impianto; con questa modalità si riesce ad aumentare la frazione solare, ma essa richiede un campo specchi

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

con multiplo solare maggiore di 1.

Generalmente le dimensioni dell'accumulo, in questa modalità, variano dalle 3 alle 15 ore a pieno carico.

Negli impianti solari termodinamici sussiste l'esigenza di mantenere il più stabile possibile l'input termico al ciclo di potenza, in quanto le variazioni di carico influenzano in modo rilevante il rendimento medio complessivo di generazione, a causa del funzionamento fuori progetto dei componenti che costituiscono l'intero impianto.

Fin dalla costruzione dei primi impianti si è reso necessario prevedere un accumulo termico in grado di attenuare le variazioni di potenza termica originate dalla variabilità delle condizioni meteorologiche.

Le dimensioni dei serbatoi erano calcolate per consentire il superamento di transienti di pochi minuti o la fermata della turbina in condizioni controllate.

Questo tipo di accumulo, che potrebbe essere definito tattico, è strettamente funzionale all'impianto e, di fatto, non contribuisce ad incrementare la produzione energetica netta annua.

Dalla seconda generazione di impianti, per tenere conto delle richieste provenienti dal settore elettrico o contenute nelle normative di incentivazione del ST (Solare Termodinamico), è sorta l'esigenza di disporre di uno storage più strategico, in grado di prolungare in modo rilevante l'operatività dell'impianto anche in assenza della fonte solare.

Questi storage comportano l'aumento del multiplo solare, ovvero della dimensione del campo solare a parità della potenza nominale della turbina, portando all'aumento del numero di ore equivalenti di produzione annua.

I diversi tentativi effettuati su questo aspetto sono serviti a dimostrare l'inaffidabilità di un sistema di accumulo avente olio sintetico come fluido di stoccaggio e la fattibilità e convenienza di un sistema di accumulo a sali fusi di grandi dimensioni.

A partire da questa esperienza, la realizzazione degli storage termici di grandi dimensioni rappresenta una delle tematiche aperte più rilevanti per lo sfruttamento su grande scala dell'energia solare.

L'energia termica prodotta dal campo solare sarebbe immagazzinata dalle prime ore del mattino fino a poco prima del tramonto per poi essere utilizzata in assenza di

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

irraggiamento.

Nella pratica l'utilizzo dello storage deve tenere conto di vari fattori, tra cui l'esigenza del mantenimento delle temperature minime notturne, la necessità di una partenza rapida al mattino successivo e le condizioni meteo previste per il giorno successivo.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.2.2. Tipologie di Accumulo Termico

I tipi di accumulo termico derivanti dalla ricerca in questo settore hanno evidenziato i pregi ed i difetti di ciascuno, di seguito si riportano quelli più promettenti e sperimentati:

#### a) Il sistema diretto a due serbatoi a livello variabile

Il fluido primario riscaldato nel ricevitore solare si accumula direttamente nel serbatoio caldo (550°C); da esso viene prelevata una portata costante (se disponibile), necessaria alla generazione di vapore per il funzionamento nominale della turbina. Il fluido termovettore, dopo aver ceduto il calore nel generatore di vapore, viene raccolto in un serbatoio freddo (290°C), dal quale viene prelevata una portata variabile per essere inviata al campo specchi e poter essere scaldata fino a 550°C.

La presenza di due serbatoi complica l'impiantistica con un conseguente aumento dei costi; d'altra parte questo sistema garantisce che la temperatura di ingresso al generatore di vapore resti quasi costante fino all'esaurimento di tutto il calore accumulato, a beneficio dell'efficienza dell'intero impianto. Inoltre le alte temperature di stoccaggio consentono di ottenere rendimenti più elevati nel ciclo a vapore; questo sistema è attualmente adottato nell'impianto Archimede di Priolo (SR).

#### b) Il sistema indiretto a due serbatoi a livello variabile

E' il sistema attualmente utilizzato negli impianti di grossa taglia spagnoli a collettori lineari e prevede l'utilizzo di un fluido di stoccaggio (tipicamente sali fusi) differente dal fluido termovettore che circola nel campo specchi (tipicamente olio diatermico).

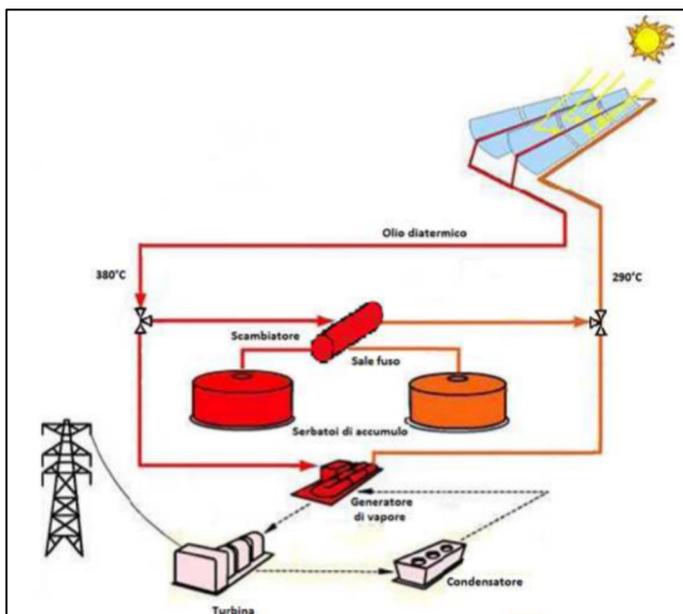
Le temperature raggiungibili nel serbatoio caldo sono dell'ordine dei 380°C poiché limitate dalla massima temperatura ammissibile dall'olio.

Nei ricevitori si raggiungono temperature di circa 390°C, valore oltre il quale l'olio diventa instabile e il collettore tende ad esplodere.

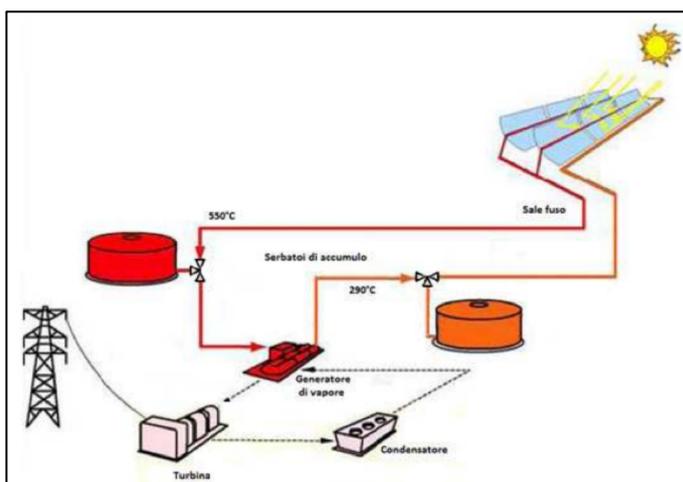
Esistono anche altre tipologie di sistemi, con unici serbatoi a termoclino e media solidi (rocce) o fluidi, o con scambiatori di calore e acqua surriscaldata come fluido di

accumulo termico; l'impianto in progetto prevede l'utilizzo di un sistema di accumulo con due serbatoi a livello variabile con sali fusi (sistema diretto).

La differenza principale con il "sistema indiretto" è l'utilizzo di un unico fluido sia nel campo solare che nei serbatoi di accumulo e l'assenza di scambiatori termici.



**Figura 65: Assetto d'impianto con accumulo indiretto a doppio serbatoio**



**Figura 66: Assetto d'impianto con accumulo diretto a doppio serbatoio**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.2.3. Sistema di Accumulo Diretto a Doppio serbatoio**

La tipologia scelta prevede un sistema di accumulo a due serbatoi con sale fuso; si tratta di un impianto a ciclo diretto in cui il fluido termovettore, presente nel campo solare, coincide con quello di accumulo: in questo modo il circuito solare e quello di accumulo rimangono accoppiati, per cui non c'è la necessità di utilizzare uno scambiatore di calore.

Questa tipologia d'impianto di potenza a sali fusi trova i suoi punti di forza nella possibilità di raggiungere temperature elevate di esercizio, attorno ai 550°C, e nella capacità dei sali fusi di accumulare l'energia termica nei serbatoi di accumulo.

Questo sistema prevede la presenza di due cicli di funzionamento, uno per la cattura dell'energia solare ed uno per la generazione del vapore.

I due cicli operano su due circuiti completamente separati: il circuito sali e il circuito vapore.

Il primo circuito è caratterizzato dalla presenza di due serbatoi di accumulo per i sali fusi da cui si dipartono i piping di collegamento al campo solare termodinamico e al generatore di vapore; la presenza di opportune pompe assicura la circolazione del fluido termovettore.

Il secondo circuito invece costituisce un ciclo Rankine che consente la conversione dell'energia termica in energia elettrica.

I due serbatoi si differenziano per la temperatura media del sale che viene accumulato al loro interno; le temperature medie dei due serbatoi sono 550°C e 290°C.

In presenza di irraggiamento sufficiente il sale viene pompato dal serbatoio freddo al circuito del campo solare dove, circolando all'interno dei collettori solari, si scalda fino a 550°C; il sale in uscita dal campo viene poi inviato in parte al serbatoio caldo e in parte al generatore di vapore.

In assenza di irraggiamento o con un irraggiamento che non consente la piena produzione di vapore, il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel generatore di vapore, ritorna al serbatoio freddo.

La concezione innovativa di questa tipologia di impianto offre i seguenti vantaggi

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

rispetto al caso con due serbatoi a bassa temperatura:

- riduzione dei costi;
- maggiore temperatura di esercizio e quindi più alti rendimenti di conversione;
- liquido termovettore non infiammabile;
- sistema di accumulo termico che consente il funzionamento dell'impianto senza richiedere l'integrazione con combustibili fossili.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.2.4. Progettazione dei serbatoi

Il principale elemento del sistema di accumulo termico a sali fusi è il serbatoio.

Per dimensionare e determinare i costi di un opportuno sistema di accumulo termico risulta necessario individuare le specifiche e i principali parametri da cui l'accumulo dipende.

Le specifiche progettuali sono:

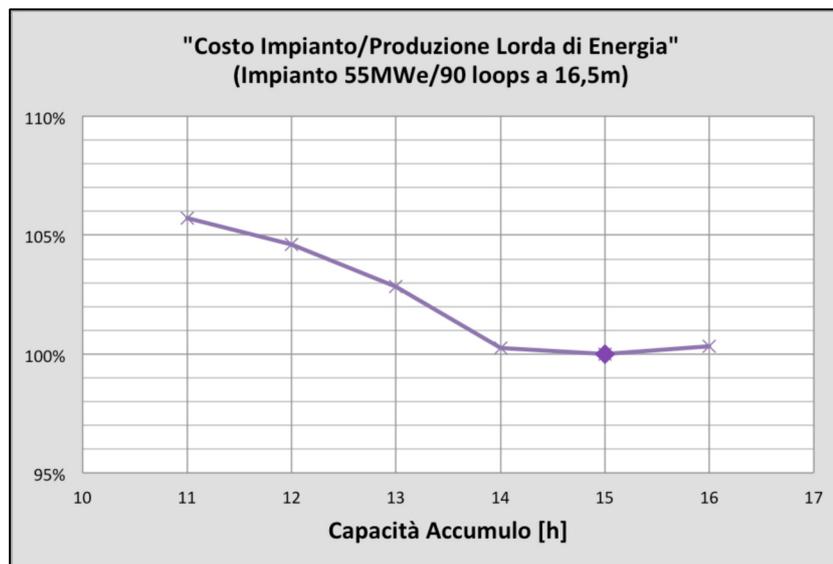
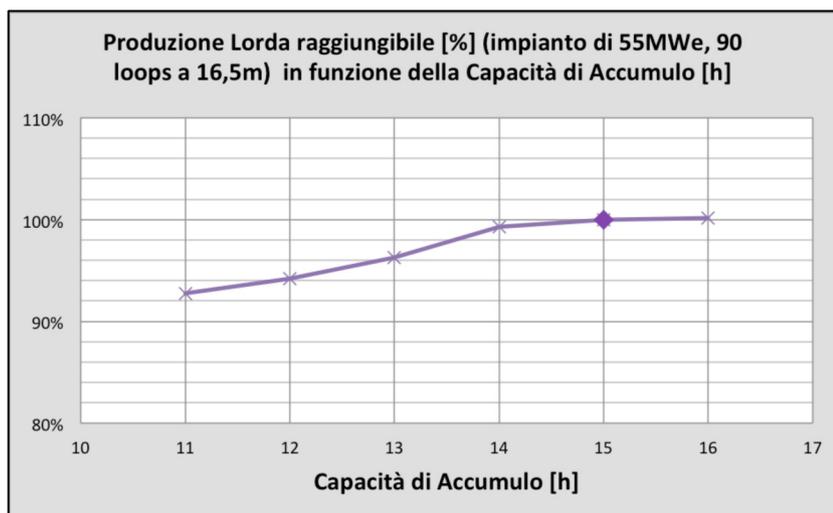
- a) Il sistema di accumulo deve poter stoccare l'intera quantità di sali necessaria per prolungare il tempo di funzionamento dell'impianto;
- b) Si deve maggiorare la capacità termica immagazzinata per tener conto delle perdite termiche per conduzione, irraggiamento e convezione dalle superfici del serbatoio con l'ambiente esterno calcolate nella condizione più critica (serbatoio pieno ad alta temperatura per 24 ore);
- c) L'isolamento deve cercare di minimizzare le dispersioni termiche mantenendo costi ammissibili;
- d) La capacità di ciascun serbatoio deve essere dimensionata in maniera tale da consentire di raccogliervi l'intera quantità di sali fusi presente nell'impianto solare qualora questo dovesse essere completamente svuotato; inoltre per poter affrontare in estrema sicurezza l'eventualità di una rottura di uno dei serbatoi e per garantire una maggiore flessibilità di esercizio, deve essere possibile travasarne il contenuto tra l'uno e l'altro, cioè i due serbatoi devono essere identici e dimensionati entrambi sulla massima temperatura di funzionamento;
- e) Deve essere garantita la possibilità di utilizzare dei sistemi, direttamente immersi nel serbatoio, per riscaldare i sali fusi nei periodi di bassa insolazione;
- f) Nei serbatoi è necessario sia sempre presente uno spazio vuoto tra il livello massimo e il tetto del serbatoio e una quantità aggiuntiva di sali da lasciare sempre nel serbatoio per un livello pari ad un metro per assicurare che il sistema di riscaldamento dei sali fusi risulti immerso nei sali in qualsiasi condizione di esercizio.

Tramite un'opportuna analisi, svolta in collaborazione con i tecnici del gruppo Sener,

in cui si sono considerati sia la massima produzione lorda ottenibile sia il costo necessario alla costruzione del sistema, si è giunti alla conclusione che la capacità ottimale del sistema di accumulo per l'impianto in oggetto è pari a 15 ore, o 2057 MWh<sub>t</sub>.

Di seguito si riportano i risultati della sopra citata analisi.

CASI	INTERLINEA [m]	N. LOOPS	Pot. Lorda [MWe]	Rendimento Nominale [%] (prelim.)	Capacità di Accumulo [h]	Capacità di Accumulo [Mwh <sub>t</sub> ]	% Rapporto Produzione Lorda	% Rapporto Costo Impianto / Produzione lorda
1	16,5	90	55	40,1	16	2195	100,2%	100,3%
<b>2</b>	<b>16,5</b>	<b>90</b>	<b>55</b>	<b>40,1</b>	<b>15</b>	<b>2057</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
3	16,5	90	55	40,1	14	1920	99,3%	100,2%
4	16,5	90	55	40,1	13	1783	96,3%	102,8%
5	16,5	90	55	40,1	12	1646	94,2%	104,6%
6	16,5	90	55	40,1	11	1509	92,8%	105,7%



<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Nota la potenza elettrica dell'impianto e il tempo da coprire a pieno regime mediante l'accumulo termico è possibile calcolare la capacità dell'accumulo.

Nel caso in esame si prevede un impianto di potenza lorda pari a 55 MWe con un rendimento del ciclo di potenza di circa il 40,1% e un accumulo termico di 15 ore.

$$Q_{accumulo\ utile} = \frac{P_{el} \times \Delta t}{\eta_{ciclo}}$$

$$Q_{accumulo\ utile} = \frac{55 \times 15}{0,401} \cong 2.057\ MWh_t$$

Dall'energia utile da accumulare si ricavano i loops necessari per incrementare il campo solare al fine di garantire la raccolta della riserva di energia termica, oltre alla produzione ordinaria (3.2.2.5 Dimensionamento del Campo Solare pag.125).

Da questa si calcola, inoltre, il volume del serbatoio per stoccare il quantitativo di sali necessario.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.2.4.1. Dimensionamento dei serbatoi di accumulo

Il volume dei serbatoi si ricava in base all'energia termica dell'accumulo e sarà poi aumentato in base a delle considerazioni pratiche.

Partendo dalla capacità termica del fluido (valutata a 550°C), attraverso le proprietà del fluido (densità e calore specifico) e il salto di temperatura del sale nell'accumulo, si ottengono la quantità utile di sali ed il loro volume utile:

$$W_{sali\ utile} = \frac{Q_{accumulo\ utile}}{c_p \times \Delta T} = \frac{2057 \cdot 10^6}{0,427 \cdot 260} = 18.528\ t$$

$$V_{accumulo\ utile} = \frac{W_{sali\ utile}}{\rho} = 10.647\ m^3$$

dove:

$$\rho = 2090 - 0,636 \times T = 2090 - 0,636 \times 550 = 1.740,2\ \frac{kg}{m^3}$$

$$c_p = 1443 - 0,172 \times T = 1443 - 0,172 \times 550 = 1.537,6\ \frac{J}{kg \cdot K} = 0,427\ \frac{Wh}{kg \cdot K}$$

$$\Delta T = T_{caldo} - T_{freddo} = 550 - 290 = 260\ (^{\circ}C\ o\ K)$$

La quantità totale di liquido e la capacità del serbatoio vanno aumentate perché si deve tenere conto delle perdite termiche, del fondo di sicurezza, di uno spazio vuoto tra il massimo livello dei sali e il tetto del serbatoio e del fatto che il serbatoio deve poter raccogliere il sale presente in tutto l'impianto.

I due serbatoi sono identici e dimensionati sulla massima temperatura.

Il calcolo del volume occupato dal fondo di sicurezza e dallo spazio vuoto sotto al tetto viene determinato fissando le relative altezze pari ad un metro.

Per il calcolo del volume di sale necessario a compensare le perdite termiche è necessario definire la geometria e i materiali dello strato isolante sulle pareti, sul fondo e sul tetto; calcolati i flussi termici si determina l'energia dissipata giornalmente, che si può assumere preliminarmente dell'ordine del 5% dell'energia utile accumulata nel serbatoio (dato confermato in letteratura).

Poiché il volume di sicurezza e il calcolo delle perdite termiche dipendono dal diametro del serbatoio è necessario impostare un calcolo iterativo per determinare la

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

geometria del serbatoio.

Per quanto concerne le due dimensioni del serbatoio (H e D), è stata fissata l'altezza pari a 14 m.

Il costo del serbatoio decresce con l'aumentare dell'altezza del serbatoio per cui risulta più conveniente avere un serbatoio più alto possibile; d'altra parte, come riportato in letteratura, non si utilizzano mai altezze superiori ai 14 m, anche per serbatoi di grandi dimensioni, per motivi di carattere strutturale e costruttivo.

Per queste ragioni è stata scelta un'altezza del serbatoio, esclusa la copertura a conchiglia, pari a 14 m.

Per diminuire le dispersioni termiche verso l'ambiente è necessario che i serbatoi siano isolati per mezzo di materiali a bassa conduttività termica che ostacolino il flusso termico verso l'esterno.

Sono state rilevate, in letteratura, differenti tipologie d'isolamento.

In tutti i casi, l'isolamento del serbatoio è affidato ad una serie di materiali disposti su strati successivi.

L'isolamento multistrato deve poter garantire dispersioni termiche quanto più possibile limitate a costi comunque ragionevoli.

Una soluzione possibile può essere la costruzione di un recipiente esterno in acciaio al carbonio, mattoni refrattari interni e una camicia corrugata interna.

Una seconda soluzione, invece, può essere quella di prevedere un mantello realizzato in acciaio inossidabile di spessore sufficiente a contenere la spinta idrostatica del sale fuso (e di tutti i carichi esterni come vento, terremoto etc.).

L'isolamento termico sarebbe realizzato interamente all'esterno del mantello mediante fibra ceramica, ricoperta da una lamiera di alluminio per proteggere l'isolamento dall'ambiente esterno.

La scelta va fatta dopo una valutazione progettuale e di costi-benefici.

Il dimensionamento meccanico-strutturale del serbatoio cilindrico e del tetto emisferico dovrà essere svolto in accordo alle norme sui serbatoi, considerando le sollecitazioni ammissibili per i differenti acciai utilizzati.

Il tetto e il fondo del serbatoio si prevedono interamente in acciaio inossidabile.

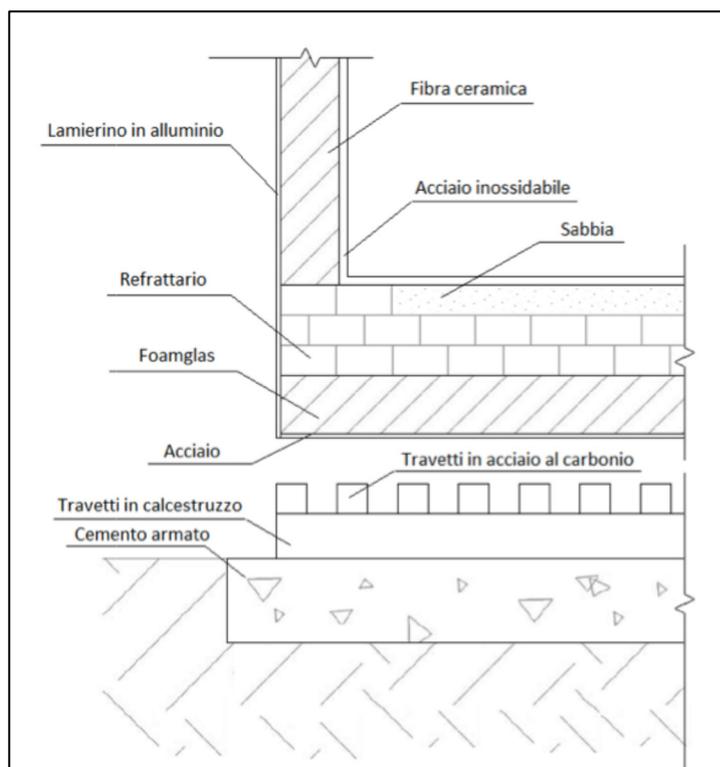
Il basamento oltre a sostenere l'intero serbatoio, deve ridurre le dispersioni termiche; per conseguire questo secondo obiettivo risulta necessario isolare anche il

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

basamento.

Per l'isolamento del basamento si deve considerare che la temperatura di esercizio del calcestruzzo non deve essere superiore ai 100°C, di conseguenza si rivelano necessari dei sistemi di "riduzione" della temperatura.

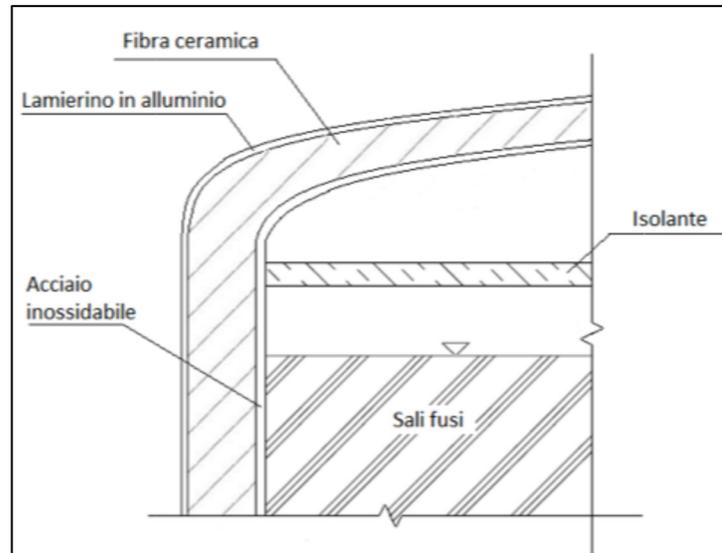
Questi sistemi di asportazione del calore possono essere tubi annegati nel calcestruzzo in cui passa dell'acqua oppure si possono adottare particolari strutture che consentono il passaggio dell'aria.



**Figura 67: Esempio struttura delle fondamenta di un serbatoio raffreddate ad aria**

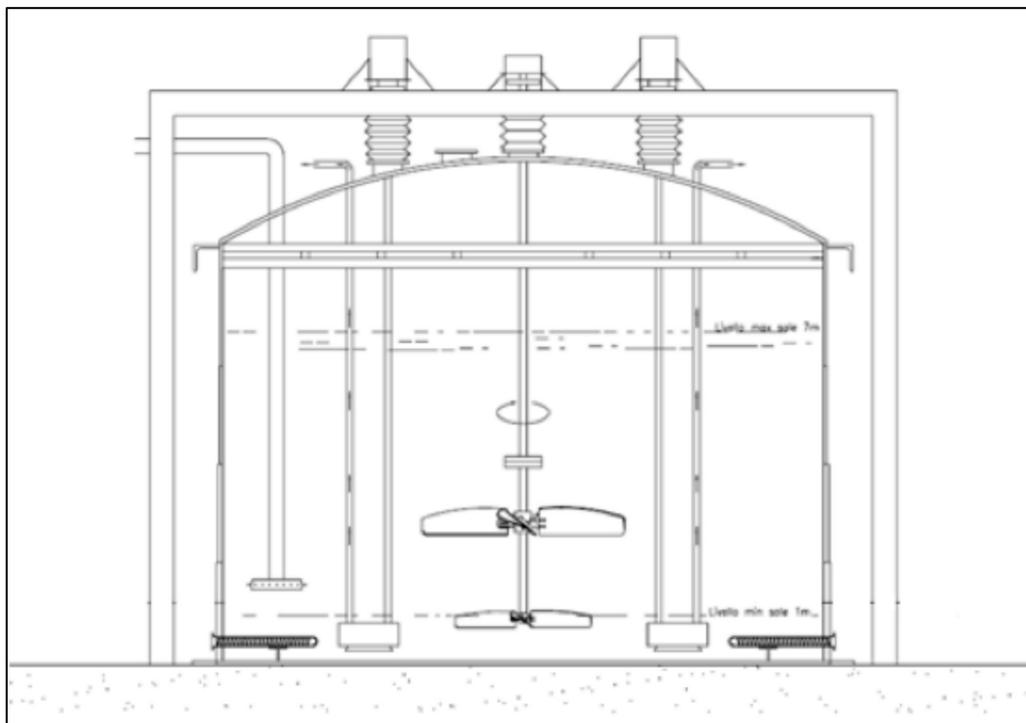
La scelta della struttura sarà effettuata in fase esecutiva e potrà variare secondo le esigenze e i prodotti di mercato.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	<b>ENERGO GREEN</b> renewables
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 68: Esempio struttura della parete del serbatoio**

Per quanto riguarda il tetto del serbatoio, se ne riporta di seguito un esempio: tutti i carichi provenienti dai componenti ausiliari, come le pompe, gli agitatori e il sistema di controllo, non gravano sul tetto ma su una struttura a ponte sovrastante.

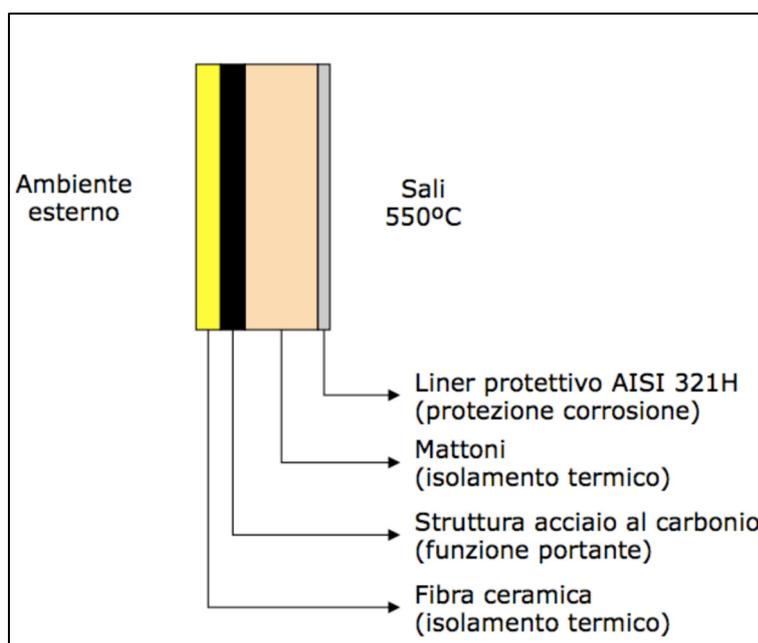


**Figura 69: Schema di massima di un serbatoio, provvisto di eliche per la movimentazione del fluido e serpentine elettriche per il riscaldamento in caso di necessità**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Partendo dalla quantità di sali minima di 18.528 t, considerando le dispersioni termiche del serbatoio ( $\cong 5\%$ ), il drenaggio del sale presente in tutto il campo solare e nel resto dell'impianto ( $\cong 15-20\%$ ) e le perdite termiche ad essi relative ( $\cong 5-10\%$ ) si è definita una dimensione di massima del serbatoio e le relative dimensioni dell'accumulo termico:

- Quantità totale di sali  $\cong 25.000$  t;
- Volume Sali  $\cong 14.350$  m<sup>3</sup>;
- Volume Serbatoio  $\cong 15.500$  m<sup>3</sup>;
- H= 14 metri;
- D<sub>int</sub>= 37,5 metri;



**Figura 70: Parete multistrato**

Lo spessore della parete multistrato varia fra gli 0,80 e 1,00 metri, quindi il diametro esterno si può stimare intorno ai 39,5 metri, mentre per quanto riguarda la conchiglia, copertura emisferica del serbatoio, essa sarà dimensionata in maniera definitiva successivamente, l'altezza al colmo quindi può variare, ma si assume per il momento pari a circa 17,5 metri.

	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

In definitiva, il sistema di accumulo termico comprende le seguenti voci:

- Serbatoi: taniche comprensive di isolamento, conchiglia di copertura, sistema di riscaldamento in caso di temperature eccessivamente ridotte, pale per il mescolamento del fluido e fondazioni;
- Mezzo di accumulo: sali fusi;
- Pompe e piping per il collegamento dei serbatoi sia col campo solare, sia con il circuito acqua vapore.

Il costo dell'intero sistema dipenderà dalle parti sopra riportate.

I due serbatoi, in accordo con le temperature operative d'ingresso e uscita dal campo solare, saranno rispettivamente a 290°C (*serbatoio freddo*) e 550°C (*serbatoio caldo*).

Sono previsti tre stati operativi di funzionamento: *stand-by*, *caricamento* e *scaricamento*.

Quando l'energia termica captata dal campo solare è sufficiente ad alimentare il generatore elettrico, il livello dei sali fusi all'interno dei due serbatoi non varia, lo stato operativo del sistema di accumulo termico è quello di *stand-by*.

Quando l'energia captata dal campo solare eccede la richiesta del generatore di vapore, il fluido termico, prelevato dal serbatoio freddo, viene fatto circolare attraverso la rete di collettori dove si scalda fino alla temperatura di circa 550°C ed inviato al serbatoio caldo a costituire l'accumulo dell'energia termica.

Il livello di sali presenti nel serbatoio freddo diminuisce, quello nel serbatoio caldo aumenta, lo stato operativo è quello di *caricamento*.

Quando, invece, è necessario utilizzare l'energia immagazzinata nel sistema di accumulo per alimentare il generatore di vapore, viene prelevato del sale fuso a 550°C dal serbatoio caldo e utilizzato per alimentare il generatore di vapore.

Il sale in uscita, a temperatura di 290°C, viene reimpresso nel serbatoio freddo: in questo caso il livello di sali presenti nel serbatoio freddo aumenta e quello nel serbatoio caldo diminuisce, stato operativo di *scaricamento*.

Il sistema di accumulo termico previsto consentirà di immagazzinare il calore solare per renderlo disponibile quando necessario, poiché la fonte solare è per natura molto variabile.



**Figura 71: Serbatoi di Accumulo - Esempio**



**Figura 72: Serbatoi di Accumulo - Esempio**

Al fine di contenere eventuali sversamenti causati da rotture dei serbatoi, perdite nei punti di collegamento con le tubazioni o, nel peggiore dei casi, collasso di uno o entrambi i serbatoi, è prevista la costruzione di un bacino di contenimento che include i due serbatoi di accumulo ed è in grado di limitare i danni dovuti, nel peggiore dei casi, alla fuoriuscita dell'intero quantitativo di fluido termovettore contemporanea ad una precipitazione di elevata intensità.

L'opera dovrà svolgere due funzioni fondamentali:

1. Impermeabilizzazione: naturale o costruita;
2. Raccolta e rimozione Percolato.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

I sali fusi non sono considerati una sostanza tossica o inquinante, visto il loro utilizzo come fertilizzante, ma volendo evitare la dispersione di quantità anche minimali, si prevede l'impermeabilizzazione dell'area circostante ai serbatoi.

Costruire un bacino in conglomerato cementizio armato potrebbe sembrare la scelta più economica e rapida da adottare, ma viste le elevate temperature in gioco, potrebbe non essere efficace per lo scopo desiderato.

Il calcestruzzo, ad elevate temperature, rischia di creparsi e rompersi andando a creare vie preferenziali di infiltrazione del fluido.

Si può optare, quindi, per tecniche meno invasive da un punto di vista estetico e più funzionali nella pratica.

La costruzione di discariche controllate, laghi artificiali e bacini di stoccaggio in genere, insegna tecniche alternative per raggiungere lo scopo desiderato.

Le barriere impermeabilizzanti costruite possono essere realizzate sia con materiali naturali, sia con materiali artificiali che con l'accoppiamento dei due.

Si descrive, in questa fase, un esempio di barriera di tipo misto (materiali naturali e materiali artificiali accoppiati).

Il tipo di soluzione che si andrà ad adottare dovrà essere frutto di scelte progettuali (caratteristiche meccaniche, compatibilità chimica, coefficiente di permeabilità da raggiungere dei materiali scelti) e imposizioni di normativa; i materiali dovranno essere caratterizzati tramite prove in laboratorio e prove in situ durante il corso d'opera.

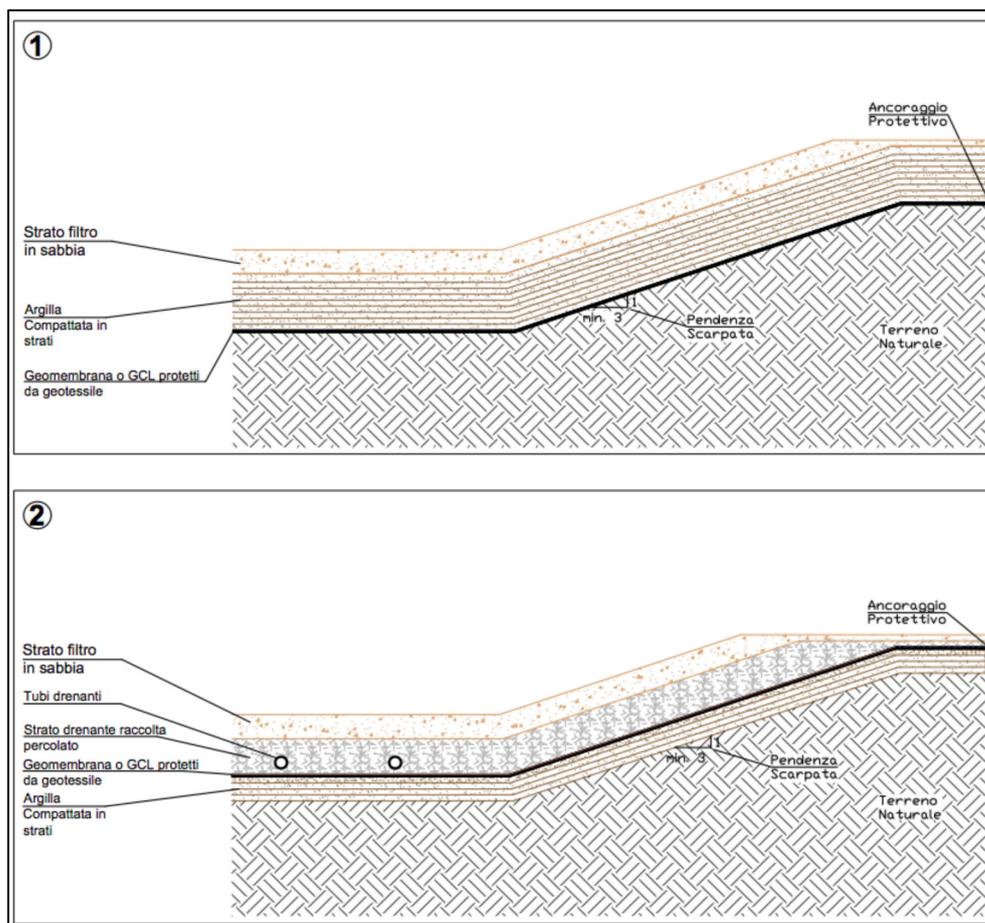
Si riportano due sezioni della stratigrafia adottabile al fine dell'impermeabilizzazione del bacino:

1. la prima prevede uno strato filtro di sabbia, un primo strato a bassa permeabilità formato da argilla compattata (altezza variabile da 1 a 2 metri) ed una geomembrana, protetta eventualmente da geotessile, come seconda barriera a bassa permeabilità. In questo caso, se ritenuto necessario, sarà realizzata una rete di drenaggio superficiale al fine di convogliare l'acqua meteorica, sia contaminata in caso di spillamenti che non, in una vasca equipaggiata con una pompa per il trasferimento al sistema di trattamento;
2. la seconda prevede un filtro di sabbia, uno strato drenante di ghiaia dove vengono posizionati dei tubi per la raccolta dei liquidi percolati (acqua delle

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

precipitazioni durante gli eventi atmosferici ordinari; soluzione di nitrati di sodio e potassio in caso di perdite e danneggiamenti contemporanee a precipitazioni atmosferiche), un geotessile a protezione di un eventuale geomembrana o geocomposito bentonitico e uno strato di argilla compattata.

La scelta della soluzione è rimandata alla fase esecutiva.



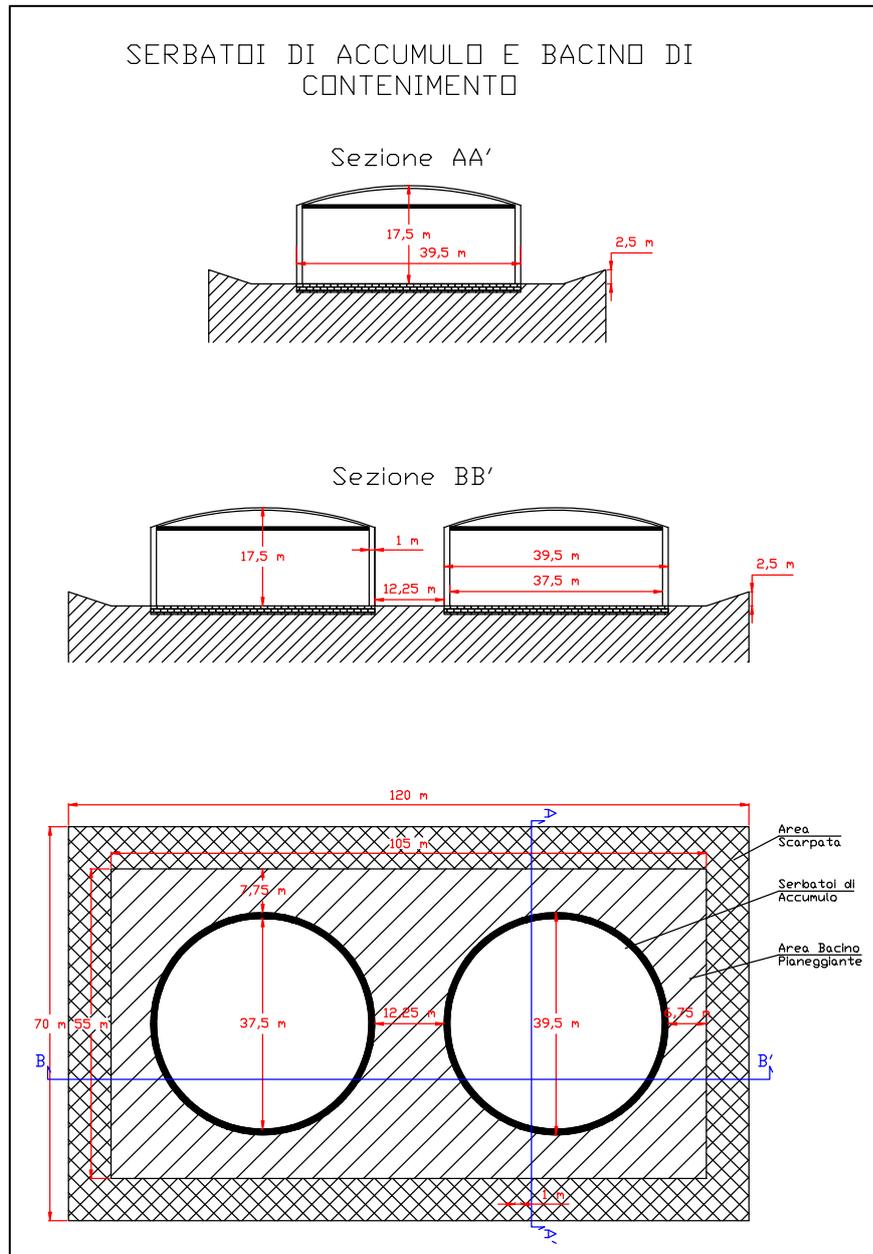
**Figura 73: Bacino di Contenimento Serbatoi di Accumulo – Ipotesi Stratigrafiche**

In questa fase si prevede un bacino di contenimento di volume complessivo superiore al volume totale dei sali, capace quindi di contenere più della quantità totale di sali fusi presenti nella centrale e avente le seguenti caratteristiche:

- Dimensioni in pianta: 70x120 metri;
- Profondità: 2,5 metri;
- Pendenza scarpata: 3:1 ( $\cong 18^\circ$ ).

I serbatoi e il bacino di contenimento sono visibili nella seguente Figura 74.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 74: Bacino di Contenimento e Serbatoi di Accumulo – Ipotesi Costruttiva**

Per quanto riguarda la raccolta del percolato, soluzione n. 2 (Figura 73), esistono sistemi singoli o doppi.

Nel caso in oggetto, vista la bassa probabilità di rottura dei serbatoi e la non pericolosità delle acque di pioggia, si è considerata come unica alternativa un sistema singolo costituito da uno strato drenante con al fondo dei tubi forati, protetti da geotessile al fine di evitare l'intasamento degli stessi.

Il diametro dei collettori sarà dimensionato di seguito.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

I collettori saranno posizionati con una pendenza che garantisca il defluire dei liquidi e il loro convogliamento in pozzetti di raccolta.

Da questi saranno inviati al trattamento delle acque.

Sia nel caso di precipitazioni ordinarie che nel caso di precipitazioni in presenza di fuoriuscita dei sali fusi, l'acqua potrà essere trattata e successivamente, raggiunti i parametri imposti da normativa, scaricata con gli altri reflui industriali.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.2.5. Dimensionamento del Campo Solare

Il dimensionamento del campo solare consiste nel definire il numero di loops, e quindi collettori, da cui esso dovrà essere composto al fine di raggiungere la produzione elettrica stimata.

Un maggior numero di loops equivale ad una maggiore produzione, ma c'è da considerare che superare un determinato numero di collettori non è conveniente in termini di costi-benefici: oltre al costo del campo solare, da dover compensare, la quantità di energia da poter immettere in rete è vincolata dalla potenza concessa dal gestore della stessa.

I dati di partenza per il calcolo del numero ottimale di loops sono svariati, oltre alla radiazione e ai dati geografici del sito, sono da considerare anche dati economici e di investimento.

Per la definizione del numero di loops necessari al funzionamento della turbina e allo stoccaggio di energia termica per 15 ore della stessa a pieno carico è stata svolta una simulazione in collaborazione con la società produttrice dei collettori stessi.

Sono stati considerati i seguenti parametri:

Irradianza ( <i>DNI standard di dimensionamento di massima</i> )	800 W/m <sup>2</sup>
Angolo Incidenza ( $\vartheta$ )	0°
Potenza elettrica impianto (lorda)	55,0 MWe
Superficie capante di un loop	4.531 m <sup>2</sup>
Rendimento del ciclo termodinamico ( $\eta_{el}$ )	≈ 40,1 %
Efficienza del Collettore ( $\eta_{coll}$ )	0,725
(riferito a: DNI=800 W/m <sup>2</sup> , angolo incidenza 0°, T <sub>insali</sub> =290°C, T <sub>outsali</sub> =550°C, Φ <sub>tubo</sub> =70 mm, Pulizia Collettore 97%)	
Fattore perdite termiche nel Campo Solare ( $\eta_{campsol}$ )	0,95

La potenza termica netta assorbita da un loop, risulta pari a:

$$P_{tloop} = S_{capt\ loop} \cdot DNI \cdot \eta_{coll} \cdot \eta_{campsol} = 4.531 \cdot 800 \cdot 0,725 \cdot 0,95 \cdot 10^{-6} = 2,496\ MW_t$$

Da ciò, il numero totale di loops necessari al funzionamento ordinario della centrale e

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

alla raccolta di energia termica per il sistema di accumulo è stato definito in 88 (ottantotto).

Considerando che nel rapporto tecnico relativo all'elaborazione delle misure di irraggiamento solare diretto redatto dal Dott. Floris si definiva un DNI di progetto di  $750 \text{ W/m}^2$ , è stato deciso di aumentare il numero di loops derivanti dalle simulazioni svolte con il gruppo Sener.

Infatti, gli 176 loops ricavati derivano da un'efficienza del collettore valutata con un irraggiamento diretto pari a  $800 \text{ W/m}^2$  e non è stato applicato nessun fattore di sicurezza.

Il numero finale di loops è stato, quindi, incrementato fino a 180 (centottanta), al fine di far fronte ad un minor quantitativo di potenza termica assorbibile dai collettori nel sito di progetto.

<b>CAMPO SOLARE</b>		
N. Collettori (SCAs)	-	720
N. Loops	-	180
Superficie Captante Loop	$\text{m}^2$	4.531
Superficie Captante Campo Solare	$\text{m}^2$	815.600

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.3. POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO "FLUMINI MANNU"

Macroscopicamente una centrale CSP si divide in due elementi termici principali: il campo solare e il sistema di riscaldatori di backup.

L'impianto in oggetto non presenta riscaldatori di back-up da affiancare al campo solare per la produzione di energia elettrica, quindi la potenza termica nominale deriva dal solo campo solare, nello specifico dalla sommatoria della potenza termica assorbita da ogni loop che lo compone, in condizioni "nominali".

Per condizioni "nominali" (quelle considerate da Sener per definire la potenza termica netta assorbita da un loop) si intendono i seguenti valori:

- DNI: 800 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura ambiente: 20°C;
- Angolo Incidenza: 0°;
- Temperatura HTF ingresso: 290°C;
- Temperatura HTF uscita: 550°C.

La potenza termica nominale di un loop è:

$$P_{term\ n\ loop} = Sup_{capt\ loop} \times DNI \times \eta_{n\ coll} \cong 2,63\ MW_t$$

Il numero di loops che dovrebbero comporre il campo solare in queste condizioni è stato calcolato in n. 176, quindi la potenza termica necessaria da captare attraverso il campo solare risulta:

$$P_{term\ n\ campo\ solare} = P_{term\ n\ loop} \times N \cdot loops \times \eta_{campo\ solare} = 2,63 \cdot 176 \cdot 0,95 \cong 440\ MW_t$$

Il numero definitivo di loops del campo solare è stato incrementato a 180, ma, avendo considerando un valore di DNI minore, si può ritenere che la potenza termica nominale del campo solare non subisca variazioni sostanziali.

Dallo studio della DNI giornaliera, si evince, però, che il valore di tale parametro può superare i 750 W/m<sup>2</sup>; sarà possibile quindi raggiungere potenze termiche più elevate. Per il dimensionamento di altre componenti dell'impianto, come ad esempio il

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

sistema pompe e il sistema di “defocalizzazione” di parte dei collettori, occorre affidarsi al valore massimo di potenza termica, anche se raramente raggiungibile.

Infatti, non essendo possibile immettere nella RTN un quantitativo di energia elettrica maggiore di quello acconsentito dal Gestore di Rete, qualora il serbatoio caldo sia pieno, si rende necessario ridurre l’assorbimento dell’energia termica solo a quella necessaria al funzionamento nominale della turbina.

Al fine di ottenere ciò una parte dei collettori dovrà essere “defocalizzata”.

Per esempio considerando un valore di DNI massimo di  $900 \text{ W/m}^2$ , la potenza termica massima potrebbe raggiungere picchi pari a circa  $500 \text{ MW}_t$ , valore da utilizzare per il dimensionamento dei sistemi sopradetti e per la gestione dell’impianto.

3.2.4. SOTTOSISTEMA BLOCCO DI POTENZA

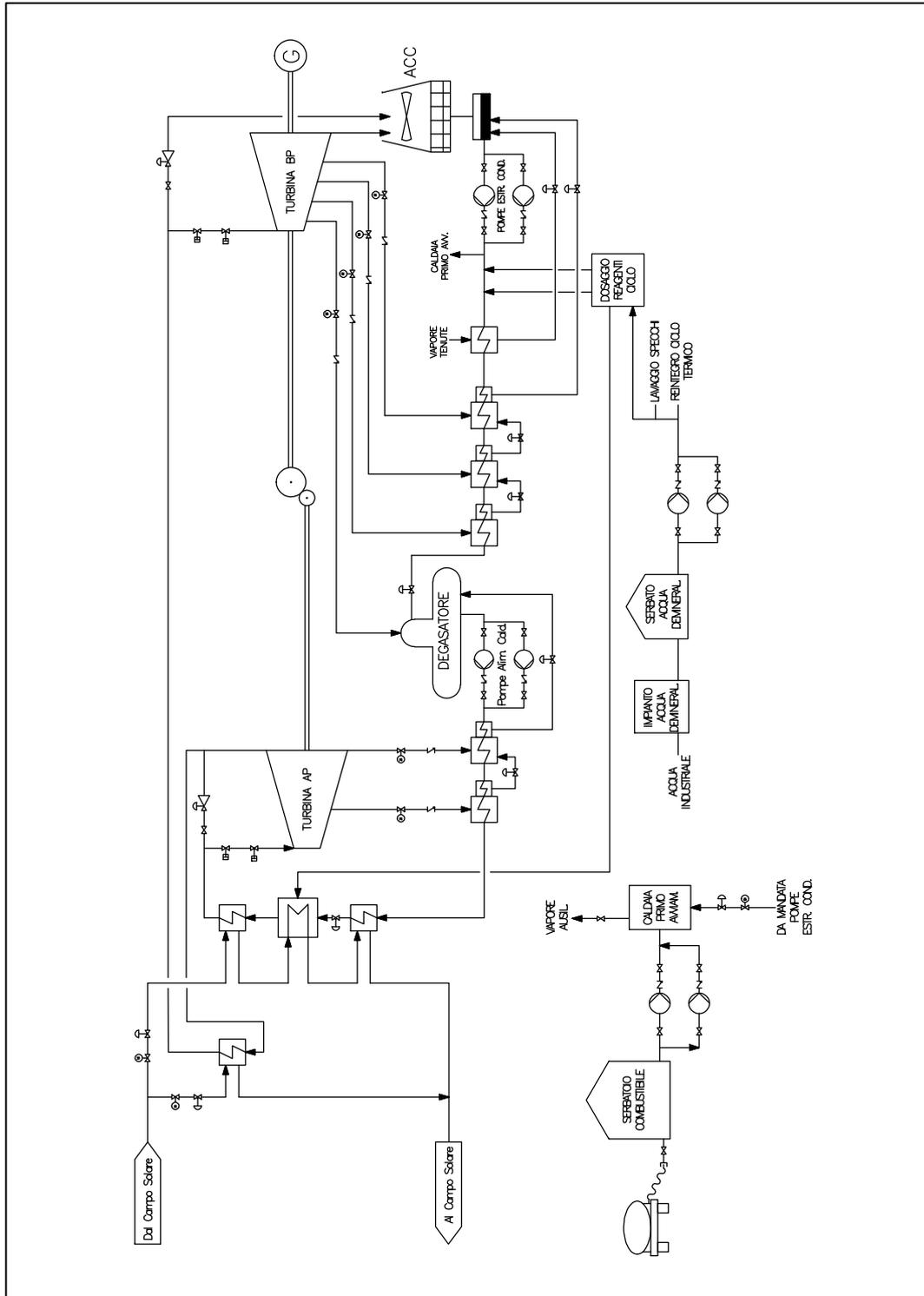


Figura 75: Schema di Flusso Ciclo Termico

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Il Blocco di Potenza, o Power Block, è la parte d'impianto che comprende le "macchine" tipiche di una convenzionale centrale termoelettrica.

Gli impianti CSP sono centrali termoelettriche dove l'energia termica è fornita dalla radiazione solare piuttosto che da combustibili fossili o altri tipi di combustibili di carattere rinnovabile: il campo solare è la sorgente di calore, mentre la power block è l'area designata alla conversione termodinamica, quindi elettromeccanica.

I principali componenti della Power Block sono: il generatore di vapore, la turbina a vapore accoppiata ad un generatore elettrico e il condensatore (sistema di raffreddamento).

Poiché si prevede l'utilizzo di un ciclo con surriscaldamento del vapore, la turbina è a due sezioni, una di alta ed una di bassa pressione.

Il vapore surriscaldato, prodotto ad una pressione di circa 120 bar ed una temperatura di circa 525°C, viene fatto espandere attraverso la sezione di alta pressione, nuovamente riscaldato, e avviato alla sezione di bassa pressione.

Il vapore condensato è preriscaldato per essere successivamente utilizzato come acqua di alimento al generatore di vapore.



**Figura 76: Render impianto CSP "Flumini Mannu" - Dettaglio Power Block (vistaSud-Est)**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 77: Esempio Power Block in costruzione (Impianto 100 MWe)**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.4.1. Generatore di vapore

In generale, il sistema generatore di vapore è una parte sensibile di un impianto termosolare.

Esso consiste in una serie di scambiatori di calore volti a fornire ai due stadi della turbina il vapore alle condizioni ideali per il loro funzionamento.

Lo scambiatore di calore è il componente dove si realizza uno scambio termico fra due fluidi a differenti temperature, ne esistono vari modelli classificati per la modalità di contatto fra le due correnti, quelli "a superficie" sono i più utilizzati.

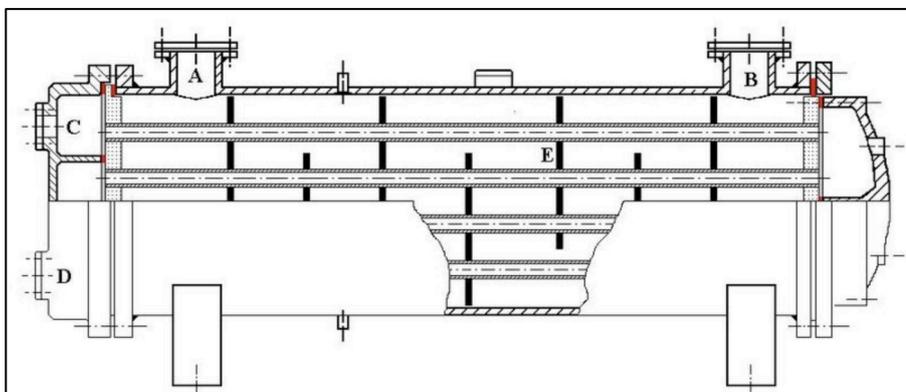
Le tipologie costruttive di scambiatori prese in considerazione sono:

- scambiatore a fascio tubiero e mantello;
- scambiatore a piastre.

La seconda tipologia presentata appare però non praticabile: sebbene lo scambiatore a piastre garantisca un'elevata superficie di scambio, costi contenuti e tecnologia matura, il valore di pressione utilizzato nel ciclo acqua-vapore ed il salto di pressione tra i due circuiti complica molto la progettazione.

Lo scambiatore a piastre è inoltre di difficile riparazione.

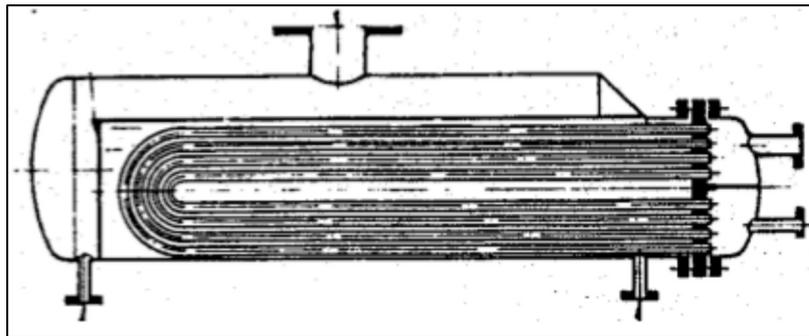
Quelli previsti nel progetto in oggetto sono i cosiddetti scambiatori a fascio tubiero e mantello, Figura 78, dove uno dei fluidi passa all'interno di tubi (solitamente a sezione circolare) e l'altro all'esterno dei tubi stessi, in una camera (*mantello*) appositamente realizzata.



**Figura 78: Scambiatore a fascio tubiero e mantello**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

L'elemento principale, e particolarmente delicato, che compone la catena di generazione di vapore è l'evaporatore, per il quale si predilige, in questa fase, un evaporatore di tipo Kettle (a caldaia), in cui il fascio tubiero è situato nella sezione inferiore dell'apparecchio, mentre in quella superiore si realizza la separazione del vapore dal fluido, Figura 79.



**Figura 79: Evaporatore tipo Kettle**

Questo scambiatore, oltre alla forma a "U" del fascio tubiero, ha una piastra intermedia di separazione che fa sì che la temperatura alle due estremità sia molto omogenea (fluido termovettore e acqua hanno temperature molto simili, a vantaggio dello stress termico).

Infatti, la dilatazione del tubo di andata e di ritorno può differire poiché funzione della temperatura.

La zona superiore può quindi dilatarsi in modo differente da quella inferiore con conseguente tensione e possibile rottura in corrispondenza della curvatura.

Un raggio elevato riduce notevolmente il problema.

La temperatura massima che può raggiungere il fluido termovettore all'entrata dello

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

scambiatore ha una serie di conseguenze nella configurazione del sistema di generazione del vapore.

In primo luogo si individua il limite per il rendimento teorico in funzione del salto termico, che è posto intorno al 40% se si configura nella forma ottimale.

In seguito si passa all'analisi del grafico T-S del ciclo termodinamico dell'impianto individuando la pressione del ciclo acqua-vapore all'entrata del sistema.

La pressione, se elevata, può complicare l'installazione, se bassa, può peggiorare il rendimento.

Un equilibrio ragionevole sarà individuato di concerto col produttore della turbina al fine di individuare la configurazione ottimale.

Un ulteriore grado di efficienza può essere raggiunto utilizzando due (o tre) stadi di pressione, in questo modo si eviterebbe anche che la turbina lavori con il vapore umido, principale responsabile dell'erosione nelle pale.

L'impianto in oggetto sarà volto a massimizzare il rendimento della catena di generazione, si tende quindi a spingere le scelte progettuali verso una turbina a quanti più stadi possibili.

Ovvi limiti pratici ed economici portano ad affermare che la scelta finale più plausibile sia quella costituita da un treno di generazione vapore a doppio stadio.

L'energia termica trasportata dai sali fusi al sistema acqua/vapore è convertita in energia meccanica dalla turbina che in uscita ha vapore a pressione, temperatura e titolo inferiori.

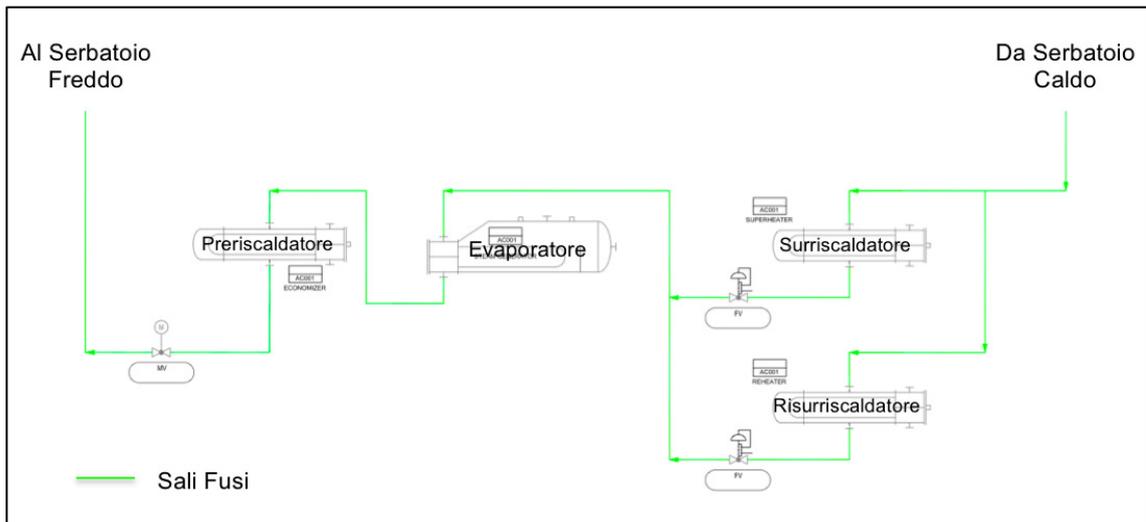
Nel treno di generazione vapore a doppio stadio, sono sostanzialmente individuate due sezioni: una sezione di alta pressione che produce il vapore inviato alla turbina di alta pressione ed una sezione di bassa pressione che riscalda ulteriormente il vapore in uscita dalla turbina di alta pressione prima di inviarlo alla turbina di bassa pressione.

Nella sezione di alta pressione ci sono tre scambiatori di calore:

1. il primo scambiatore, *preriscaldatore*, porta l'acqua di alimento ad una temperatura prossima e inferiore a quella di ebollizione;
2. il secondo scambiatore, o meglio *evaporatore*, ospita la transizione di stato portando quindi il liquido ad ebollizione in modo tale da produrre vapore saturo;

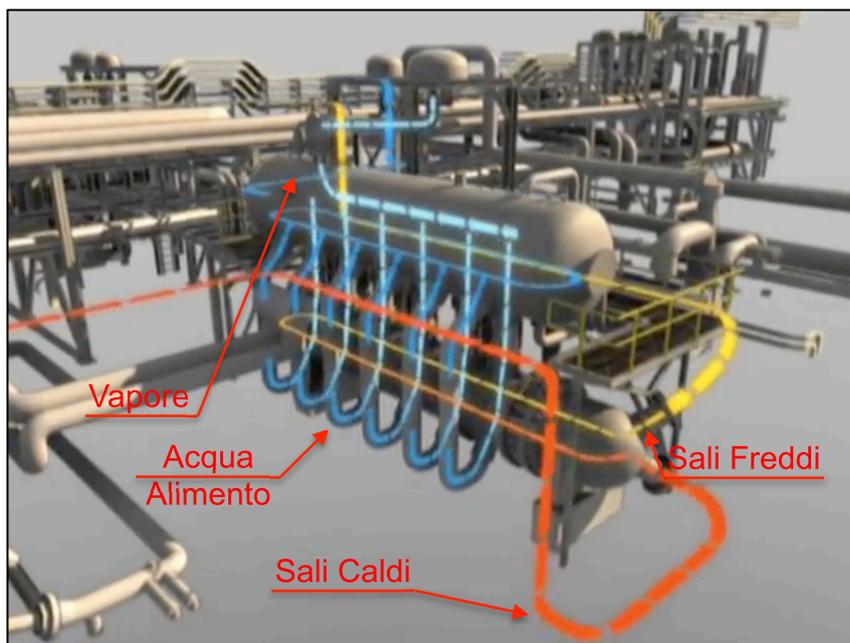
3. il terzo scambiatore, *surriscaldatore*, surriscalda il vapore saturo.

Nella sezione a bassa pressione è presente un solo scambiatore, *risurriscaldatore*, che provvede al riscaldamento del vapore scaricato dalla turbina di alta pressione prima dell'immissione nella turbina di bassa pressione.



**Figura 80: Treno di generazione a doppio stadio - Schema**

Le due sezioni sono alimentate in parallelo: una parte dei sali fusi alimenta il risurriscaldatore, la maggior parte dei sali alimenta il surriscaldatore e da lì a cascata l'evaporatore e il preriscaldatore.



**Figura 81: Generatore di Vapore**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

La configurazione ottimale dei vari scambiatori, che terrà conto dell'ottimizzazione energetica e funzionale, verrà valutata ed effettuata nella fase esecutiva del progetto, come anche la scelta dei tipi di scambiatori.

Preliminarmente, si prevede di sdoppiare ogni apparecchiatura di scambio termico in due corpi funzionanti al 50%, onde evitare blocchi completi della centrale in caso di guasti e manutenzioni.

Tale scelta introduce due vantaggi: miglior rendimento al carico del 50% e possibilità di uso di una sola "catena" al 100% in caso di avaria.

Sdoppiare le apparecchiature di scambio termico introduce, però, anche lo svantaggio di aumentare il costo del treno di generazione vapore e di aumentarne il numero di componenti sensibili su cui effettuare manutenzione.

Nelle centrali convenzionali a combustibile fossile non esistono esempi ragionevoli di centrali che utilizzino due sistemi vapore in parallelo per la stessa turbina a vapore.

Nel caso in esame l'attenzione è posta nel massimizzare efficienza e disponibilità della catena di generazione vapore, dunque, la possibilità di sdoppiare tale catena sarà soggetta ad un'analisi costi-benefici che merita di essere approfondita in fasi più specifiche del progetto.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.4.2. Turbina a Vapore

Il vapore di alta pressione proveniente dal surriscaldatore è inviato alla turbina, dove l'energia termica viene trasformata in energia meccanica capace di azionare il generatore elettrico, che produce energia elettrica sotto forma di corrente alternata.

La turbina a vapore è composta da una sezione ad alta pressione, da cui sono prelevati n. 2 spillamenti di vapore, e da una a sezione a bassa pressione, da cui sono prelevati n. 4 spillamenti; le due collegate da un riduttore di giri.

Gli spillamenti saranno utilizzati per il pre-riscaldamento del condensato e dell'acqua alimento all'ingresso del generatore di vapore.

Il vapore uscente dalla sezione ad alta pressione sarà risurriscaldato prima di essere immesso in quella a bassa pressione.

Gli accoppiamenti possibili tra turbina ed alternatore sono diversi, in particolare per quanto riguarda la turbina a doppio stadio.

Si ha, infatti, per questa tipologia, la possibilità di utilizzare due configurazioni:

- accoppiamento epicicloidale;
- accoppiamento diretto all'alternatore nel lato bassa pressione e tramite riduttore nel lato alta pressione.

La seconda possibilità presentata richiede compatibilità tra lato di bassa pressione della turbina ed alternatore per attuare l'accoppiamento diretto (coassiale).

Il lato alta pressione della turbina, rispetto a quello di bassa, ruota a velocità tripla o quadrupla; verrà pertanto utilizzato, per l'accoppiamento dei due assi, un riduttore di giri con rapporto 3:1 o 4:1.

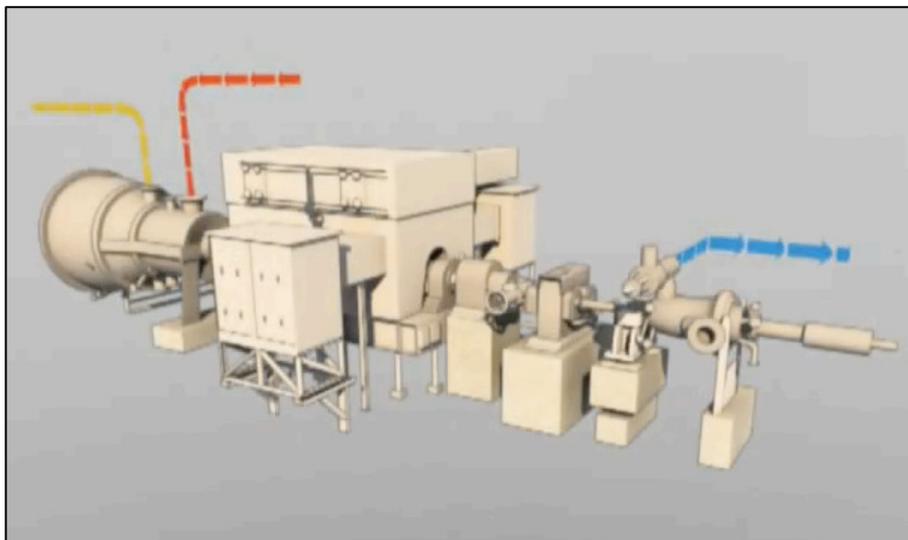
La velocità compatibile per l'accoppiamento diretto coassiale è di 3000 rpm, velocità che permette l'esercizio in parallelo alla rete nazionale 50 Hz di una macchina a due poli.

Entrambe le turbine sono dotate di un sistema di by-pass da poter utilizzare nelle fasi di avviamento e fermata.

Il turbo-generatore verrà posizionato all'interno di un apposito cabinato dotato di

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

adeguate fondazioni previste dal fornitore dell'apparecchiatura.



**Figura 82: Turbina a Vapore e Alternatore**

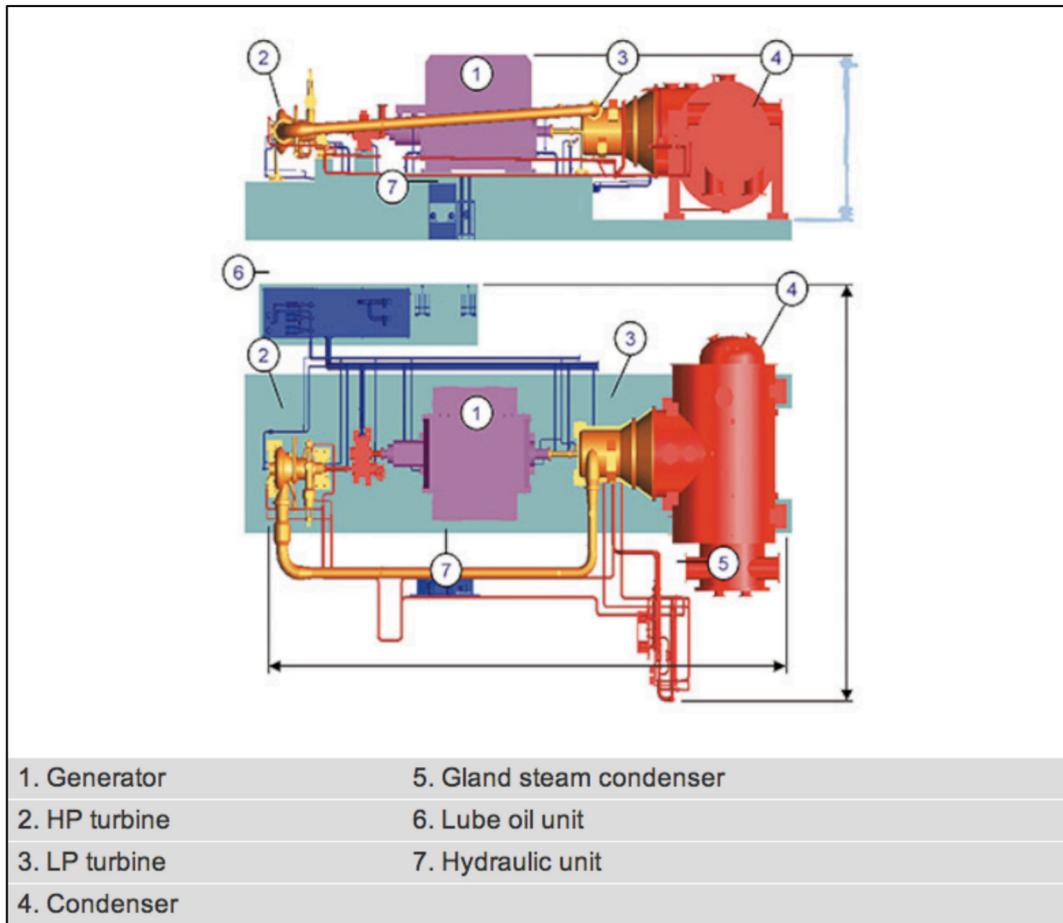
La potenza nominale della turbina è variabile in funzione del modello, della taratura effettuata e delle specifiche della catena di generazione vapore in cui è inserita.

La turbina a doppio stadio SST-700, prodotta da Siemens, è individuata preliminarmente come buona scelta progettuale.

Questa consente di essere installata in applicazioni che richiedono potenze nominali comprese tra 25 e 175 MW, mantenendo un'efficienza lievemente superiore rispetto ad altri modelli.

La turbina SST-700 è un prodotto studiato appositamente per impianti CSP ed utilizzata già in molte altre installazioni.

Si ricorda che, in vista di cambiamenti di mercato, la scelta finale, volta a massimizzare l'efficienza di conversione, è rimandata alla fase esecutiva del progetto.



**Figura 83: Turbina Siemens SST-700**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.4.3. Sistema di Condensazione e di Raffreddamento

A valle della turbina, il vapore utilizzato per la generazione di energia elettrica deve essere recuperato per un nuovo inserimento nel ciclo termico.

Il vapore deve essere quindi condensato tramite un opportuno sistema di raffreddamento.

Esistono diversi sistemi di raffreddamento che si distinguono sia per la quantità/tipo di liquidi utilizzati (aria/acqua) sia per l'efficienza e costi.

Per semplicità si possono dividere in:

- Torri evaporative ad "umido": utilizzano solo acqua come fluido di raffreddamento;
- Torri evaporative "ibride": utilizzano sia acqua che aria per il raffreddamento e in genere permettono un ciclo chiuso della risorsa acqua;
- Sistemi di raffreddamento a "secco": utilizzano solo aria come fluido di raffreddamento.

Al fine di diminuire drasticamente la necessità della risorsa acqua (più del 95%), si è optato per un sistema di raffreddamento a secco (ACC - Air Cooled Condenser), ovvero basato sull'utilizzo di sola aria.

Nei sistemi di raffreddamento a secco il calore di condensazione del vapore è trasferito all'aria tramite grandi superfici di scambio o serpentine di tubi alettati.

Le prestazioni di un sistema a secco dipendono dalla temperatura del bulbo secco dell'aria ambiente, dal momento che la temperatura del bulbo secco è superiore a quella del bulbo umido (che è alla base del progetto di una torre evaporativa) i sistemi a secco sono meno efficienti e, inoltre, i costi di capitale di un sistema a secco sono di norma maggiori di un sistema ad umido.

Tuttavia i costi di approvvigionamento e trasferimento dell'acqua condensatrice alla centrale possono essere tali da rendere i sistemi a secco più economici se considerati in funzione della durata di vita dell'impianto.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	<b>ENERGO GREEN</b> renewables
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

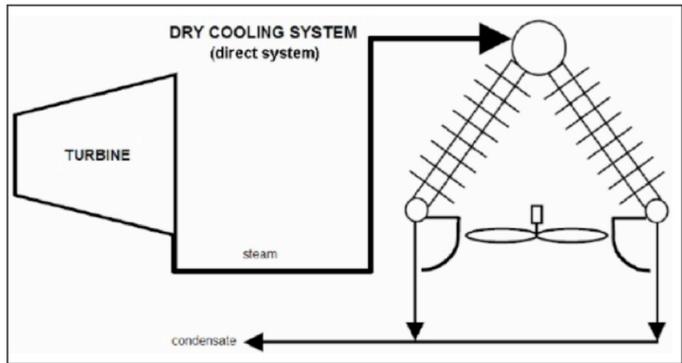
Esistono due differenti tipologie di sistemi di raffreddamento a secco:

- il sistema diretto,
- il sistema indiretto.

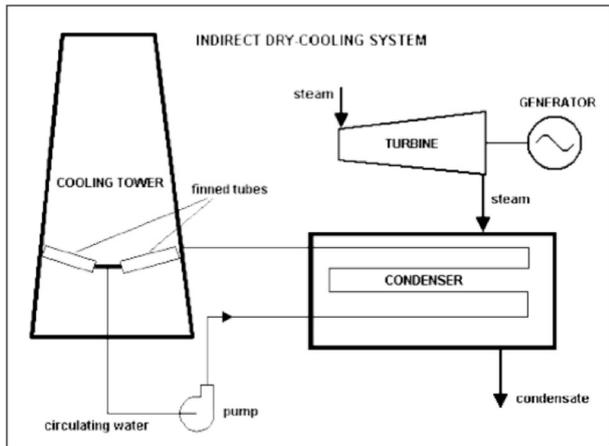
Nei sistemi a secco diretti lo scarico della turbina di bassa pressione è collegato direttamente al condensatore raffreddato ad aria.

La tubazione del vapore è di grande diametro ed è di norma il più possibile corta per ridurre le perdite di carico.

I tubi alettati sono normalmente di alluminio e sono disposti a forma di "A" per ridurre la proiezione orizzontale dell'area richiesta dallo scambiatore.



**Figura 84: Sistema di raffreddamento a secco diretto**



**Figura 85: Sistema di raffreddamento a secco indiretto**

Nei sistemi a secco indiretti, il vapore scaricato dalla turbina entra nel condensatore in cui circola l'acqua condensatrice in ciclo chiuso.

L'acqua è raffreddata in una torre a secco tramite scambiatori a tubi alettati raffreddati dall'aria a temperatura ambiente.

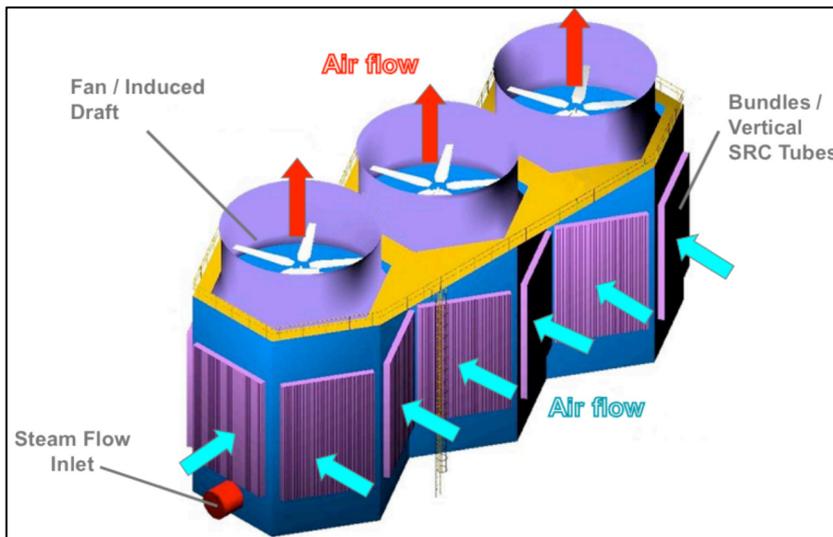
Nello specifico il sistema di raffreddamento scelto in questa fase progettuale è quello

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

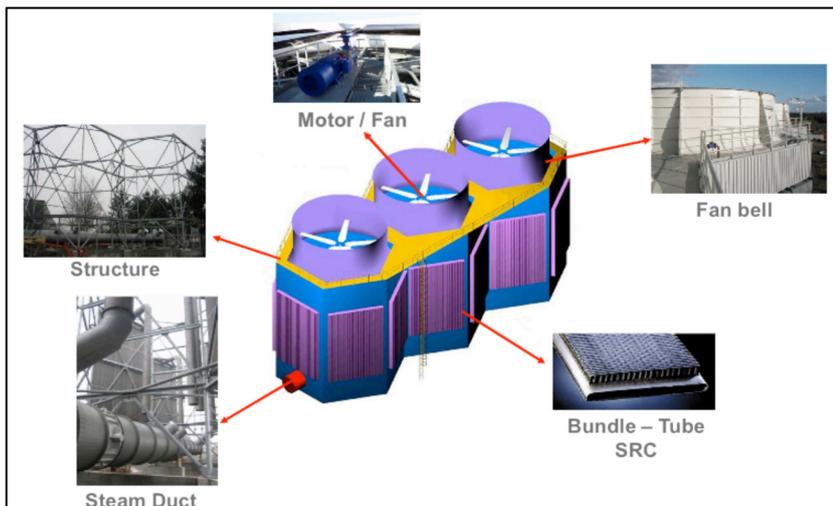
proposto dalla società SPX con il sistema modulare "Hexacool" (sistema diretto), che può essere giudicato conveniente in relazione al rapporto fra l'aumento del costo complessivo e la performance attesa dell'impianto.

Di concerto con l'azienda produttrice, si sono stabilite n. 6 celle Hexacool come sistema di raffreddamento, ma se ne sono considerate n. 8 totali, al fine di averne n. 2 di riserva in caso di manutenzioni o avarie.

Di seguito si riportano alcune immagini raffiguranti l'innovativo sistema di raffreddamento/condensazione proposto.

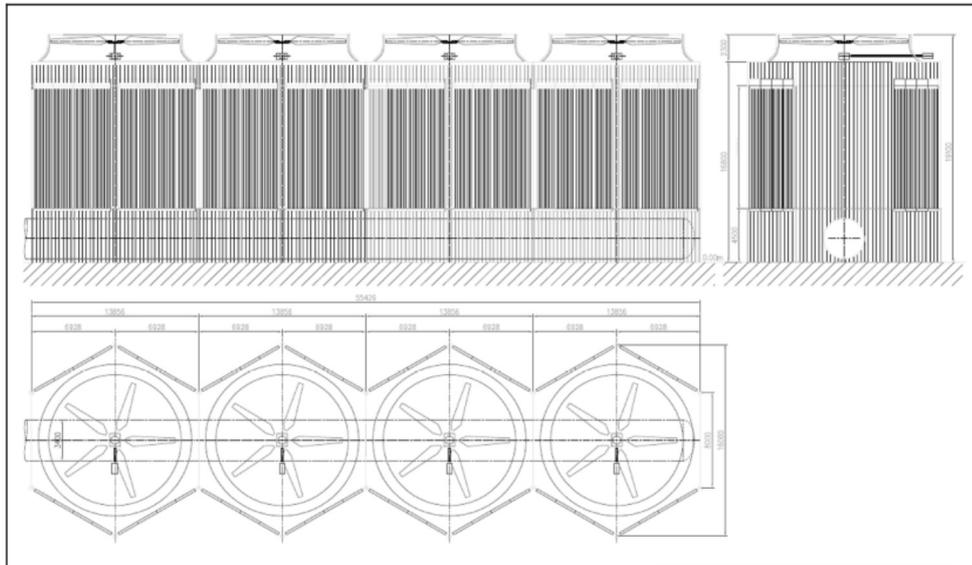


**Figura 86: Hexacool System: Principio di funzionamento**

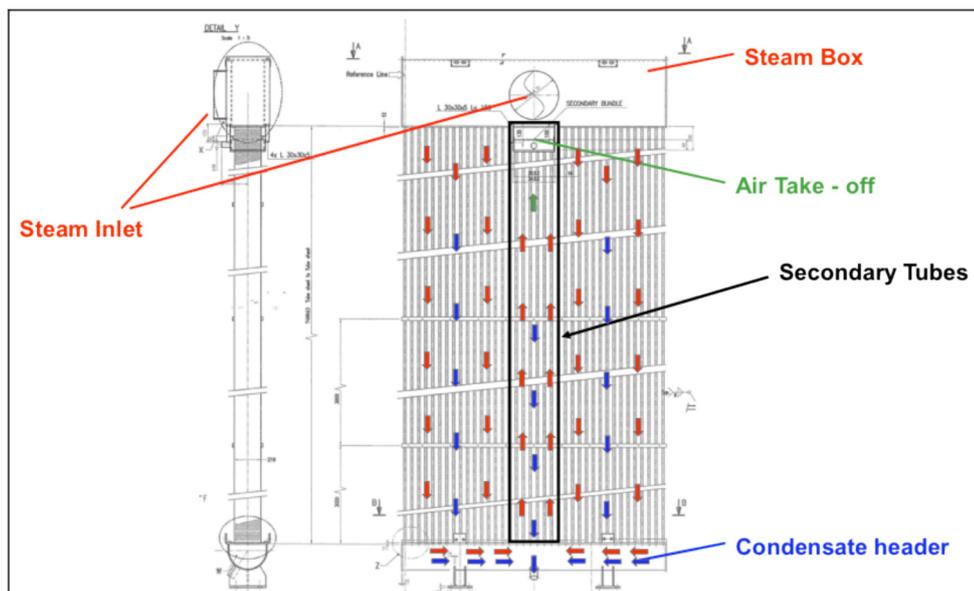


**Figura 87: Hexacool System: componenti principali**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 88: Hexacool System: n.4 moduli 36ft pianta e prospetto**



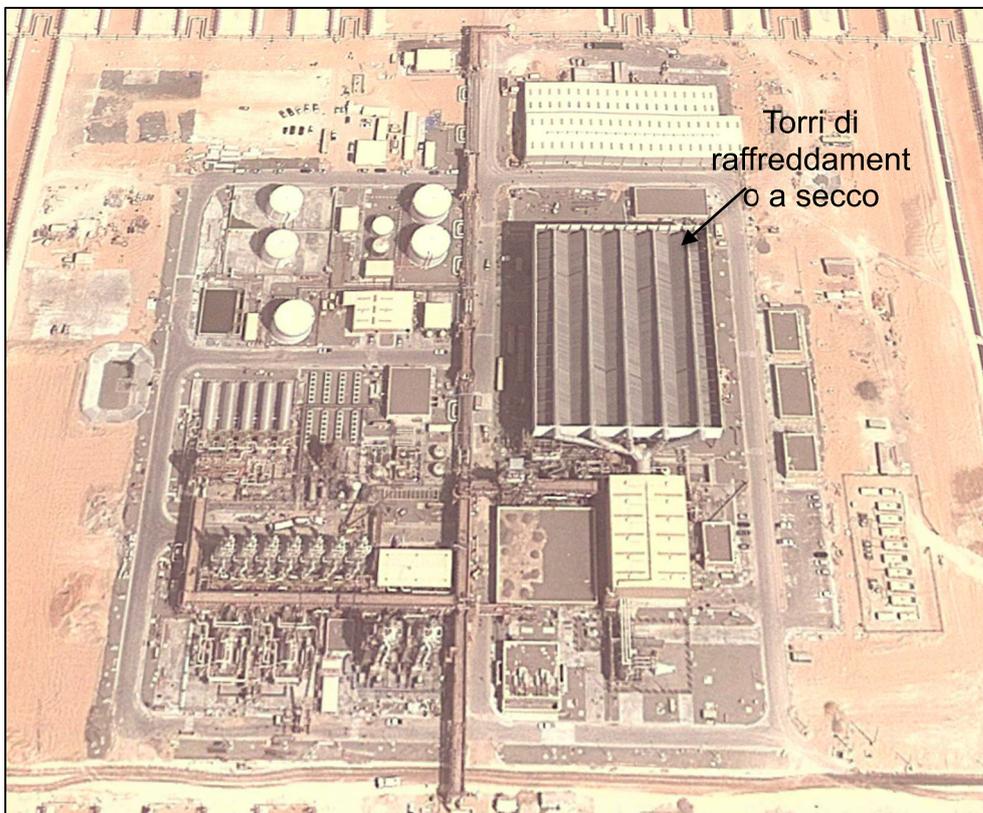
**Figura 89: Hexacool System: Sezione interna**

Anche nell'impianto SHAMS 1, sito ad Abu Dhabi negli Emirati Arabi Uniti, è stato installato un sistema di raffreddamento a secco.

L'impianto, essendo uno dei più grandi al mondo, ha un sistema diverso da quello ipotizzato nel presente progetto, come si può notare nella seguente Figura 91.



**Figura 90: Hexacool System: Immagine**



**Figura 91: Impianto SHAMS 1 (100 MWe): Power Block con sistema di raffreddamento a secco**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

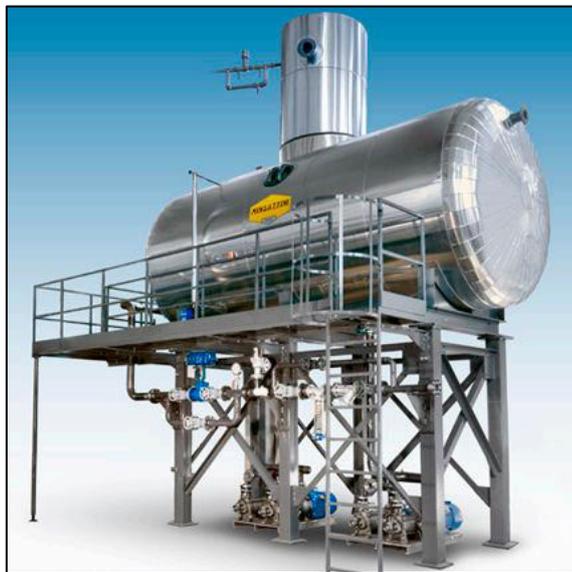
#### **3.2.4.4. Degasatore**

Il degasatore ha lo scopo di eliminare i gas incondensabili (in particolare ossigeno e anidride carbonica) presenti nell'acqua alimento, in modo da proteggere il generatore di vapore, funzionante ad alte temperature, da fenomeni di ossidazione e corrosione. Il degasatore funziona anche da scambiatore di calore a miscela e riscalda ulteriormente il condensato, precedentemente riscaldato da altri scambiatori a superficie, fino a portare l'acqua in uscita ad una temperatura molto prossima a quella di saturazione.

Il vapore in ingresso, che si miscela con il condensato, proviene dal primo spillamento della sezione a bassa pressione della turbina.

Il degasatore, infine, ha anche la funzione di serbatoio dell'acqua alimento da cui aspirano le pompe che alimentano il generatore di vapore attraverso i riscaldatori di alta pressione.

Esso è costituito da un serbatoio orizzontale (polmone), al di sopra del quale è montato un recipiente cilindrico verticale (torretta), che costituisce la zona degasante.



**Figura 92: Esempio di Degasatore**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.4.5. Caldaia di primo avviamento**

La caldaia di primo avviamento ha sostanzialmente la funzione di produrre il vapore necessario durante le fasi di avviamento e i lunghi periodi di arresto, in particolare alimenterà le tenute della turbina.

La sua potenza si prevede inferiore a 3 MW, essa sarà alimentata presumibilmente a gasolio, o altro combustibile, e dotata di sistemi di filtraggio e abbattimento polveri.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.5. RISCALDATORI AUSILIARI

La batteria di riscaldatori ausiliari sarà utilizzata in caso di necessità al fine di evitare che la temperatura della miscela salina scenda sotto la sua temperatura di solidificazione.

La loro posizione, o meglio la definizione dello schema di flusso per il loro utilizzo dipende da molteplici variabili. Le alternative sono:

1. Uscita Serbatoio freddo - prima dell'ingresso al campo solare: si può impostare la temperatura a cui riscaldare i sali al fine di ritornare al serbatoio freddo a circa 290°C, ma si devono tenere in conto maggiori perdite termiche nelle condotte di mandata;
2. Uscita Campo Solare - prima ingresso al serbatoio freddo: si può sfruttare la maggior coibentazione delle tubazioni di ritorno, che a minor temperature disperdono ancor meno, ma si deve valutare che il salto termico nel campo solare non riduca la temperatura al di sotto di quella di solidificazione;
3. In parallelo fra mandata e ritorno: maggior elasticità di manovra, ma maggiori tubazioni, raccordi e valvole.

La potenza termica nominale complessiva si stima, in questa fase, intorno ai 46,5 MW, suddivisa in n. 3 corpi da 15,5 MWt, alimentata a gasolio.

Si sottolinea che la potenza complessiva definitiva, decisa in fase esecutiva, potrà variare, pur mantenendosi al di sotto dei 50 MWt.

Considerando un rendimento dei riscaldatori di circa l'86%, la potenzialità termica netta sarà pari a 13,3 MW, per ut totale di 39,9 MWt.

Ogni riscaldatore sarà costituito da un sistema di combustione, di dimensioni stimabili in 11x4,5x5 m (lunghezza x larghezza x altezza), collegato ad un sistema fumi, quest'ultimo costituito da condotti ed un'unica ciminiera (altezza max. 25 m) con strumentazione di legge per l'analisi dei fumi.

Anche se l'utilizzo sarà minimo (si stimano 20 ore/anno), saranno presenti tutti gli accorgimenti necessari per abbattere le emissioni in atmosfera: filtri e silenziatori.

Il riscaldatore sarà rivestito da materiale termoisolante per evitare dispersione di calore e da pannelli di acciaio per garantire la tenuta dei fumi.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Quando dovessero essere utilizzati i riscaldatori ausiliari, la situazione vedrebbe il serbatoio caldo svuotato e il serbatoio freddo pieno.

I sali fusi percorrerebbero un ciclo chiuso serbatoio freddo-campo solare-serbatoio freddo, bypassando il serbatoio caldo.

Il fluido termovettore entra attraverso una condotta di distribuzione nella sezione convettiva dei riscaldatori in cui avviene un primo riscaldamento e quindi nella sezione radiante, ovvero nella camera di combustione, dove viene riscaldato fino alla temperatura richiesta.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.6. BOP - SISTEMI AUSILIARI

Il BOP (balance of plant) è costituito da tutti quei sistemi ausiliari che fanno parte di un impianto CSP, che sono essenziali per il corretto funzionamento, ma non fanno parte della catena energetica principale (Campo Solare - Energia Termica, Power Block - Energia Meccanica e Energia Elettrica).

Il BOP è composto dai sistemi eterogenei di cui si riporta una breve descrizione:

#### 1. Sistema acqua:

La maggior parte dell'acqua necessaria per la centrale sarà acqua demineralizzata, dovrà quindi essere presente un impianto per la produzione della stessa a partire dall'acqua industriale a disposizione.

Tale impianto sarà costituito da un primo stadio di filtrazione e da un successivo impianto di deionizzazione, a membrana o a resine a scambio ionico.

L'acqua trattata sarà immagazzinata in un serbatoio per poi essere inviata alle utenze tramite apposite pompe.

Parte dell'acqua industriale deriverà dal trattamento di desalinizzazione dell'impianto pilota integrato alla centrale.

Come per l'impianto pilota di desalinizzazione sarà possibile preriscaldare l'acqua industriale in ingresso al sistema di demineralizzazione, con il vapore esausto in ingresso al condensatore, al fine di ridurre i consumi elettrici del trattamento stesso.

#### 2. Sistema Iniezione Reagenti:

Il condizionamento dell'acqua per mezzo di appositi reagenti è previsto per l'acqua alimento al generatore di vapore e per correggere determinati parametri durante tutto il ciclo termico.

Per ciascuna sezione, secondo le caratteristiche dell'acqua che si desidera ottenere (regolazione pH, rimozione ossigeno, riduzione della durezza, abbattimento proliferazione biologica...) sarà predisposto un serbatoio di preparazione delle diverse soluzioni con le relative pompe dosatrici.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3. Sistema Aria Compressa:

Il sistema aria compressa fornisce aria strumenti ed aria servizi all'intera centrale. Il sistema sarà costituito da due compressori (uno di riserva all'altro), un serbatoio di accumulo aria servizi, due essiccatori (uno di riserva all'altro), un serbatoio di accumulo aria strumenti essiccata e da due reti di distribuzione, una per l'aria strumenti ed una per l'aria servizi.

L'aria strumenti sarà utilizzata per tutti i dispositivi provvisti di attuatore pneumatico e sarà distribuita in tutti i punti della centrale in cui possa essere richiesta per normali attività di manutenzione ordinaria.

### 4. Sistema stoccaggio combustibile (gasolio):

Il combustibile necessario ad alimentare la batteria di riscaldatori ausiliari e la caldaia di primo avviamento sarà stoccato in un serbatoio della capacità di circa 200 m<sup>3</sup>.

Per i n.3 riscaldatori ausiliari, aventi una potenza termica complessiva pari a 46,5, si considerano 20 ore/anno di funzionamento e quindi circa 80 t/anno di combustibile, mentre la caldaia di primo avviamento, per la quale si prevedono circa 500-600 ore/anno di funzionamento, brucerà circa 400 m<sup>3</sup>/anno di gasolio.

Il serbatoio sarà posizionato all'interno di un'area di contenimento di capacità pari a quella dello stesso serbatoio.

### 5. Sistema antincendio:

L'impianto solare termodinamico sarà equipaggiato con un sistema di protezione antincendio, costituito da un sistema di estinzione incendi e da un sistema di rivelazione incendi.

Il sistema antincendio comprenderà i seguenti componenti:

- serbatoio di accumulo per l'acqua di alimento della rete antincendio;
- stazione pompe antincendio;
- anello idrico principale;
- idranti a colonna da esterno;

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- idranti da interno;
- impianti di estinzione fissi ad acqua nebulizzata;
- impianti di estinzione fissi a CO<sub>2</sub>;
- estintori portatili di incendio.

6. Sistema di automazione:

Per il controllo, la protezione e la supervisione dell'impianto sarà previsto un sistema di automazione composto da un sistema di controllo distribuito (*Distributed Control System - DCS*), da strumentazione in campo (trasmettitori di misura, attuatori, sistemi di analisi) e da dispositivi di controllo e protezione a microprocessore dedicati alla gestione di particolari aree di impianto.

Dal punto di vista dell'automazione l'impianto sarà suddiviso in aree funzionali. L'impianto sarà dotato di un sistema di registrazione cronologica degli eventi (RCE) facente capo al DCS.

I sistemi di controllo dedicati dovranno trasferire al DCS gli eventi completi dell'etichettatura temporale; il DCS garantirà la funzione di RCE per tutto il resto dell'impianto.

7. Sistema elettrico:

Il sistema elettrico sarà strutturato in vari livelli di tensione: bassa tensione per le piccole utenze interne e la sala di controllo, media tensione per le apparecchiature funzionali all'esercizio della centrale (pompe, sistema di raffreddamento, etc.), alta tensione per la consegna dell'energia prodotta tramite elettrodotto.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.2.7. DESCRIZIONE GENERALE DEL SISTEMA ELETTRICO

La tensione a cui sarà erogata la potenza prodotta dalla centrale sarà di 150 kV, come da prescrizioni impartite dal gestore della rete elettrica di trasmissione (Enel Distribuzione SpA).

Il generatore sarà scelto in modo da consentire l'erogazione in rete, attraverso il trasformatore elevatore e l'elettrodotto, della potenza massima consentita dal Distributore di Rete (50 MWe).

Eventuale potenza attiva, oltre i 50 MWe, potrà essere prodotta per alimentare le utenze interne.

La taglia del generatore sarà scelta di circa 70 MVA al fine di sostenere il carico nominale e per mantenere un margine di potenza reattiva da iniettare in rete o per usi interni.

L'elettrodotto trasporterà l'energia prodotta dall'impianto alla Cabina Primaria esistente "Villasor 2", sita nello stesso comune di Villasor.

Le grandi utenze interne saranno esercite in MT, ma ad una tensione differente (presumibilmente 6,6 KV), ed alimentate da un sistema a sbarre.

Il sistema a 6,6 kV potrà essere alimentato sia da una rete MT che si interfaccia ad una differente sottostazione della RTN sia, in caso di possibilità, dall'energia prodotta dal generatore di centrale.

La stazione di trasformazione MT/AT innalza il livello di tensione dell'energia prodotta dalla centrale portandola a 150 kV e contabilizzando l'energia in transito dal lato AT.

La stazione sarà composta da un modulo trasformatore MT/AT in olio di potenza adeguata per innalzare la tensione al livello di 150 kV, compatibile al collegamento tra la CP esistente e l'impianto.

Gli avvolgimenti ai quali viene fornita energia (primario) sono alimentati alla tensione definita dall'alternatore (presumibilmente 15 kV), tale energia è trasferita ad un livello di tensione compatibile con la CP "Villasor 2" (150 kV).

Saranno, inoltre, presenti:

1. *Scaricatori di sovratensione*: svolgono la funzione di protezione del trasformatore dalle sovratensioni, che possono generarsi, ad esempio, da

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- agenti atmosferici, quali i fulmini, o per manovra. Essi sono collocati sulla partenza di linea dal trasformatore verso il punto di consegna e all'inizio dell'elettrodotto;
2. *TA (Current Transformer) trasformatore di corrente per protezioni:* svolge la funzione di comandare l'interruttore in caso di sovracorrenti pericolose, non ammissibili;
  3. *TA (Current Transformer) trasformatore di corrente per misure fiscali:* svolge la funzione di misurare la corrente transitante in ciascuna fase tramite un trasformatore con primario in AT e secondario in BT;
  4. *TV (Voltage Transformer) trasformatore di tensione per misure fiscali:* svolge la funzione di misurare la differenza di potenziale tramite un trasformatore con primario in AT e secondario in BT;
  5. *Interruttore tripolare AT di macchina:* svolge la funzione di interrompere, in caso di guasto, il transito della corrente sulle fasi;
  6. *Sezionatore orizzontale a tre colonne con lame di terra:* svolge la funzione di ottenere il distacco fisico dei conduttori e quindi in questo caso il distacco dalla rete del trasformatore e delle altre apparecchiature site a monte del sezionatore stesso;
  7. *TV (Voltage Transformer) trasformatore di tensione per protezioni:* svolge la funzione di comandare l'interruttore in caso di sovratensioni pericolose, non ammissibili.

Dal sistema delle sbarre in MT avrà origine la linea di alimentazione destinata al *trasformatore elevatore di tensione* da MT ad AT, nonché l'alimentazione del trasformatore destinato ai Servizi Ausiliari di stazione.

Con la stessa macchina elevatrice, in quanto si prevede provvista di commutatore sotto carico, si effettuerà la regolazione della tensione.

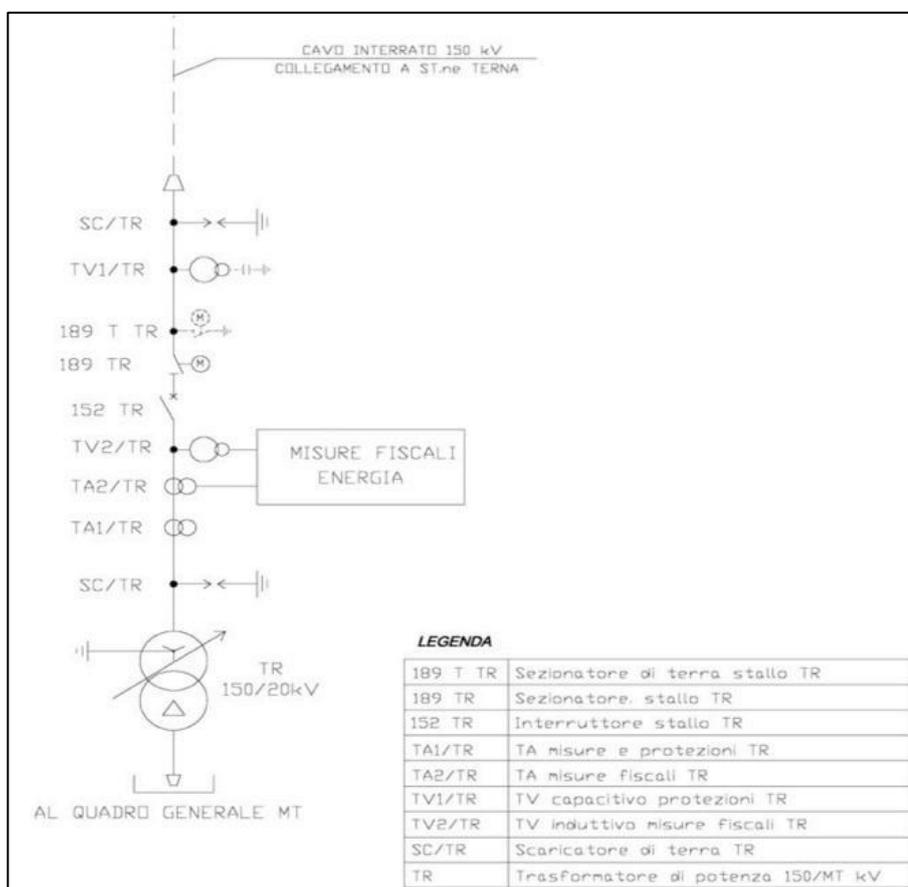
Il trasformatore deve essere munito di targhe di macchina riportanti le caratteristiche nominali, così come imposto dalle vigenti norme.

È prevista, in generale, la presenza di:

- un termometro a quadrante per il rilievo della temperatura dell'olio;

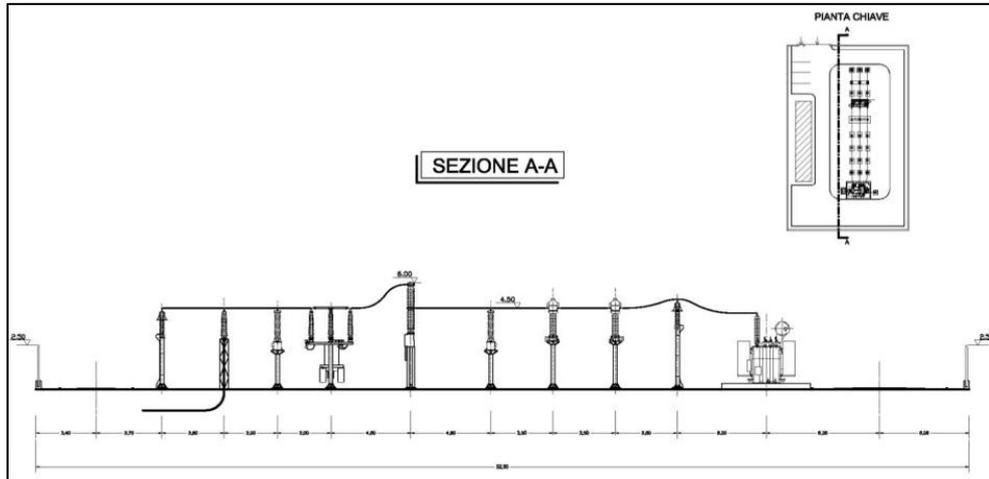
- un relè Buchholz per il collegamento tra la cassa ed il conservatore e la protezione della macchina;
- un termostato per la misura della temperatura superficiale del ferro;
- attacchi per la messa a terra della cassa.

Il trasformatore elevatore sarà collegato alla stazione di consegna mediante una sequenza di strumenti e l'elettrodotto in cavo interrato AT 150 kV per la consegna dell'energia sullo stallo di consegna dedicato nella cabina primaria "Villasor 2".



**Figura 93: Schema Unifilare tipo per Stazione di Trasformazione ad unico stallo collegamento in cavo**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 94: Tipica Sezione longitudinale elettromeccanica per Stazioni di trasformazione ad unico stallo con collegamento in cavo**

Come si può osservare dalle precedenti Figura 93 e Figura 94, le apparecchiature si trovano in una particolare disposizione, in cui ciascun macchinario svolge una ben precisa funzione.

Analizzando la sezione longitudinale elettromeccanica, da destra a sinistra, i singoli apparecchi (escludendo il trasformatore di potenza già analizzato in precedenza) corrispondono a quelli presentati precedentemente: scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura, interruttori e sezionatori.

L'insieme delle apparecchiature sopra descritte costituisce nel complesso lo stallo di trasformazione MT/AT ad unico trasformatore con collegamento in cavo interrato.

L'area adibita alla trasformazione si completa con un edificio comandi e servizi in grado di ospitare tutte le apparecchiature e i circuiti elettrici in BT.

Le caratteristiche del *Generatore* saranno note solo in una successiva fase di progettazione, quando saranno scelte le apparecchiature più idonee.

Si presuppone un generatore di potenza almeno pari a 70 MVA con uscita in MT.

Il *Trasformatore elevatore* sarà rispondente ai requisiti tecnici indicati nelle norme CEI EN 60076.

Si ipotizza un trasformatore elevatore del tipo immerso in olio con circolazione dell'aria naturale e circolazione dell'olio naturale (ONAN).

Esso eleverà la tensione in uscita dal generatore trasferendo l'energia elettrica

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

prodotta dalla tensione MT alla tensione di rete, 150 kV.

Le caratteristiche del trasformatore non possono essere fornite in questa fase.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.7.1. Sistemi di Emergenza**

Sarà previsto un generatore d'emergenza (generatore elettrico a diesel) per alimentare i carichi essenziali della centrale.

Questo apparecchio, che in via preliminare si può considerare di potenza almeno pari a 2 MVA, sarà utilizzato solo in caso di avarie dell'intero sistema di distribuzione locale (i.e. black-out), al fine di non provocare danni ingenti all'impianto.

L'impianto non sarà tenuto in esercizio, ma i sali fusi dovranno essere mantenuti sopra la loro temperatura di solidificazione.

L'idea è quella di mantenere il serbatoio freddo alla sua temperatura e far circolare il sale nell'intero campo al fine di evitare il raffreddamento di tubazioni, valvole etc..

Il fluido sarebbe riscaldato tramite il sistema di riscaldatori ausiliari, i sistemi per la sua movimentazione (pompe, valvole, sistemi di controllo...) alimentati tramite il generatore elettrico d'emergenza.

Nella peggiore delle ipotesi, sarà possibile convogliare l'intero quantitativo di sale in un serbatoio e mantenerlo sopra la temperatura di solidificazione tramite un sistema di cavi scaldanti posti sulle pareti del serbatoio o tramite resistenze elettriche immerse nel fluido.

### **3.2.7.2. Impianto di Illuminazione**

Il sistema d'illuminazione sarà progettato in modo da fornire un adeguato livello di luminosità in tutte le aree operative; in quelle critiche dovrà essere garantita l'illuminazione di emergenza.

I livelli minimi d'illuminamento saranno conformi alla normativa vigente al momento della costruzione, per ora si fa riferimento a:

- Legge 81/08;
- Uni EN 12464-1 "Illuminazione di interni con luce artificiale";
- UNI EN 1838 "Illuminazione di emergenza";
- Norme CEI 64-8 e successive modifiche.

Il sistema d'illuminazione, sia per le zone interne che per le aree esterne, sarà

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

composto sia da normale illuminazione in c.a. (alimentata anche da gruppo elettrogeno) sia da illuminazione di sicurezza realizzata con batterie tampone (vie di fuga).

L'illuminazione di emergenza dovrà entrare in funzione solo nel caso di mancanza di alimentazione ai circuiti del sistema d'illuminazione normale.

L'impianto in bassa tensione (circuito luce e prese) sarà realizzato in accordo alla norma CEI 64-8, in particolare le protezioni saranno dotate d'interruttore magnetotermico differenziale.

### **3.2.7.3. Impianto di messa a terra**

L'impianto di messa a terra sarà realizzato in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto in accordo con la normativa vigente (CEI 11-1).

Saranno, inoltre, garantiti i criteri di sicurezza per sovratensioni dovute a fulminazioni ed eventuali cariche elettrostatiche.

### **3.2.7.4. Sistema di protezione elettrica**

L'impianto sarà progettato in maniera da garantire gli adeguati livelli di protezione dai contatti diretti ed indiretti.

Le protezioni dai contatti diretti hanno lo scopo di proteggere l'uomo dagli effetti da contatto con parti elettricamente attive, in tensione nel normale regime di esercizio.

Il livello di protezione è parziale o totale, a seconda che il layout impiantistico sia accessibile o meno solo da personale che disponga di know-how tecnico affine all'argomento trattato.

Nel caso di protezione totale, misure come l'isolamento delle parti attive o la messa in opera di involucri o barriere, impediscono sia il contatto volontario che accidentale.

Le protezioni dai contatti indiretti hanno, invece, lo scopo di preservare la salute dell'uomo, nel caso di contatti con parti che nel normale regime di funzionamento non sono in tensione, ma a seguito di un guasto possono assumere un potenziale pericoloso.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Il coordinamento delle protezioni sarà realizzato in modo da isolare le aree soggette a guasto minimizzando i tempi di intervento e garantendo la selettività delle protezioni.

Se ritenuto necessario in fase esecutiva, potrebbe essere installata una protezione contro i fulmini in accordo con la norma CEI 81-10, per le parti d'impianto ed edifici da proteggere.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.2.7.5. Criteri generali di progettazione e realizzazione**

Per quanto riguarda le parti d'impianto non menzionate specificatamente, esse saranno progettate secondo i seguenti criteri:

- raggiungere elevati livelli di sicurezza del personale;
- assicurare alta affidabilità e disponibilità dei componenti;
- conformità alle norme vigenti (sicurezza, progettazione, esercizio, EMC...);
- velocizzare ispezioni, manutenzioni e riparazioni di tutte le apparecchiature.

La centrale sarà, inoltre, suddivisa in aree, fra cui si distingueranno e segnaleranno con opportuna cartellonistica quelle classificate come "luoghi pericolosi" ai sensi delle direttive europee.

I componenti elettrici, in particolare gli isolamenti, i supporti, le carcasse etc. saranno del tipo non propagante l'incendio.

Le superfici calde delle apparecchiature elettriche (se presenti ed accessibili al personale) saranno protette in modo da non costituire rischi di ustione e incendio accidentale di fluidi e materiale circostante.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.3. STATI OPERATIVI

Nella tabella seguente sono riportati i principali stati operativi dell'impianto.

Diversi stati operativi saranno stabiliti in funzione di scelte gestionali della centrale.

<b>STATO OPERATIVO</b>	<b>CODICE</b>	<b>DESCRIZIONE</b>
Produzione Solare	SO	I collettori sono in inseguimento e la portata sul campo solare è tale da consentire il riscaldamento del sale fino a 550°C. Quando la produzione del campo solare è superiore alla richiesta del generatore di vapore, l'eccesso è utilizzato per caricare il serbatoio di accumulo caldo. In caso il serbatoio fosse carico, parte del campo solare deve essere defocalizzata.
Produzione Solare con integrazione da Accumulo Termico	SA	I collettori sono in inseguimento, ma la portata derivante dal campo solare è inferiore a quella richiesta dal generatore di vapore. Per garantire la produzione elettrica si attinge all'accumulo caldo.
Produzione da Accumulo Termico	PA	I collettori sono in posizione di riposo o sicurezza, la portata sul campo solare è tale da mantenere il sale sopra la propria temperatura di solidificazione. Il fabbisogno termico del generatore di vapore è garantito dal sistema di accumulo caldo.
Accumulo senza Produzione	ANP	I collettori sono in inseguimento, l'irraggiamento è tale da fornire abbastanza calore al generatore di vapore, ma si decide di caricare il serbatoio caldo e si continua a far circolare il sale nel campo solare bypassando il generatore di vapore.
Mantenimento da Accumulo Termico	MA	I collettori sono a riposo, la portata sul campo solare è tale da mantenere il fluido e le varie componenti del campo sopra la sua temperatura di solidificazione tramite il calore dell'accumulo termico. L'impianto non è in produzione.
Mantenimento da Rete Elettrica	MR	Il campo solare è a riposo, il serbatoio freddo è mantenuto, tramite resistenze elettriche alimentate dalla RTN, ad una temperatura superiore a quella di solidificazione e tale da permettere la circolazione dei sali nel campo solare per mantenerlo ad una temperatura superiore a quella di solidificazione della miscela salina.
Preriscaldamento	PR	I collettori sono in inseguimento, ma l'irraggiamento non è tale da consentire il riscaldamento del fluido fino a 550°C. Il fluido è mantenuto in circolazione utilizzando la linea di bypass del generatore di vapore.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Al primo avviamento tutti i sali devono essere portati allo stato liquido e deve iniziare il flusso degli stessi nel campo solare prima dell'avviamento della turbina.

Le condizioni straordinarie riguardano, invece:

- il mantenimento dei sali e di tutto il campo solare sopra la temperatura di solidificazione tramite i riscaldatori ausiliari e il generatore di emergenza (i.e. black-out rete elettrica locale);
- il convogliamento di tutto il quantitativo di sali presenti nella centrale in uno dei due serbatoi d'accumulo e mantenimento dello stesso al livello di temperatura minimo di non solidificazione dei sali utilizzando il generatore d'emergenza (i.e. black-out rete elettrica locale o fermo impianto per periodi prolungati).

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.4. OPERE CIVILI

Le opere previste per la realizzazione della centrale sono le seguenti:

- Preparazione dell'area, livellamenti e drenaggi superficiali;
- Opere di fondazione profonde e/o dirette per collettori, macchinari ed edifici;
- Edificio Turbo-generatore;
- Edificio guardiania;
- Edificio quadri elettrici impianto di produzione energia ed edificio sala controllo e uffici;
- Edificio quadri elettrici pompe sali;
- Edifici servizi ausiliari (edificio impianto produzione aria compressa, edificio pompe antincendio);
- Edificio officina manutenzione/magazzino;
- Locale connessione rete elettrica di Media Tensione;
- Fondazioni delle apparecchiature principali e di servizio;
- Fondazioni per serbatoi, inclusa vasca di contenimento realizzata in terra;
- Edifici e fondazioni per la sottostazione elettrica MT/AT;
- Vasche di raccolta acque oleose, vasca di neutralizzazione delle acque reflue, vasca di raccolta finale acque reflue, vasca di raccolta acqua di prima pioggia;
- Infrastrutture interrato e fuori terra (pipe-rack in carpenteria metallica) per tubazioni e vie cavi;
- Opere esterne, viabilità, illuminazione, fognature, recinzione e finiture.

Nelle figure seguenti è riportato un rendering semplificato dell'opera in progetto.



**Figura 95: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio Power Block**

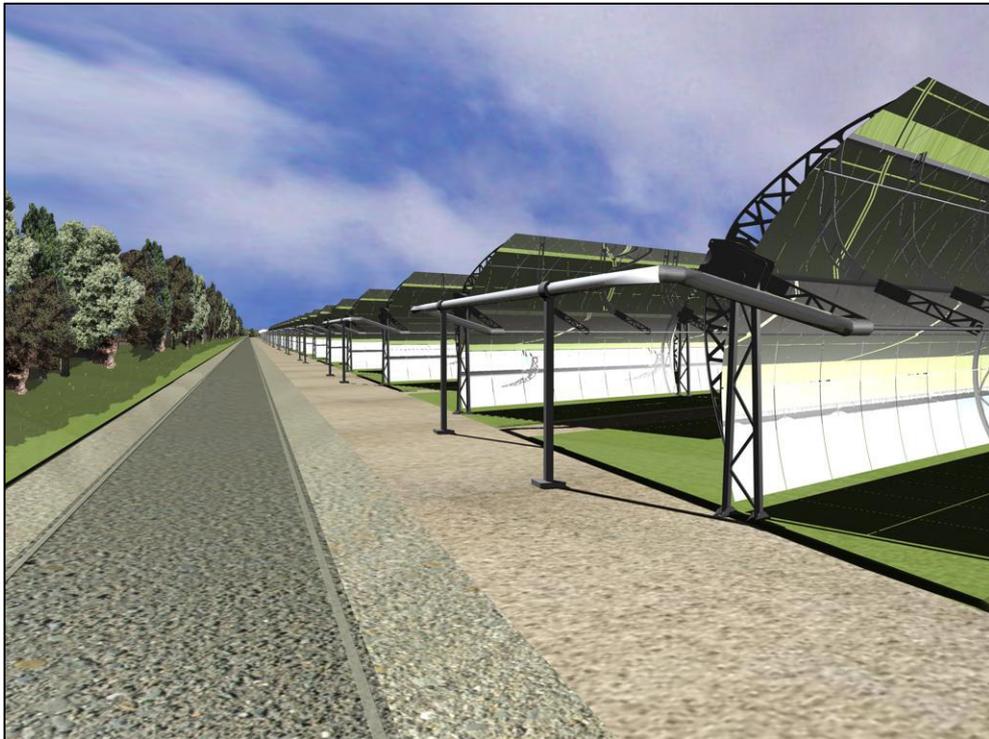


**Figura 96: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio Power Block**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Complessivamente la centrale sarà composta dal campo solare e dalla Power Block: le batterie di specchi del campo solare raggiungono un'altezza limitata rispetto a quelle della Power Block e la loro visibilità risulterà modesta anche a distanze limitate, vista l'orografia del territorio; la Power Block è invece costituita da diversi elementi, fra cui spiccano, come dimensioni, l'edificio turbina, la ciminiera dei riscaldatori ausiliari, i serbatoi di accumulo ed il sistema di raffreddamento.

Gli altri edifici della Power Block, ospitanti i rimanenti macchinari, avranno altezze relativamente modeste e si riserverà particolare cura a livello architettonico nella scelta dei materiali, delle colorazioni e di ogni sorta di mitigazione che possa ridurre l'impatto visivo.



**Figura 97: Rendering Impianto in progetto - Dettaglio vista interna campo solare**

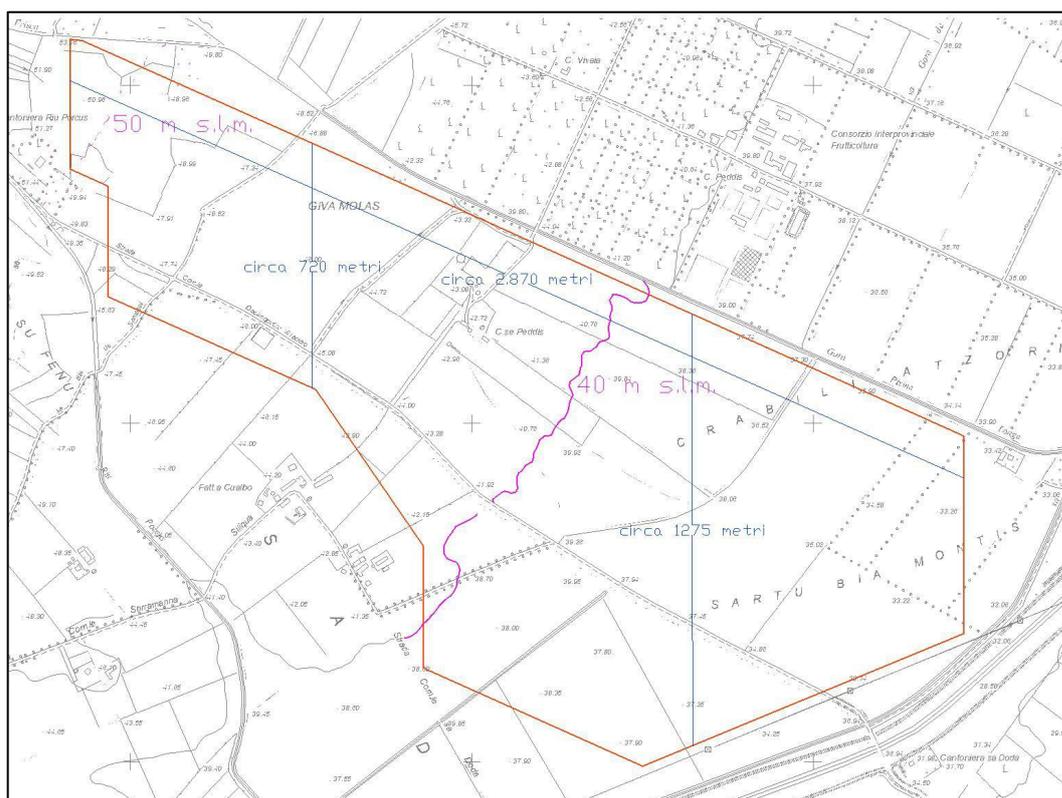
<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.4.1. PREPARAZIONE DELL'AREA

La prima fase di preparazione dell'area, propedeutica all'avvio dei lavori di costruzione dell'impianto vero e proprio, consisterà nell'attuazione del livellamento del terreno, richiesta per un corretto posizionamento delle stringhe di specchi parabolici.

La sistemazione dell'area è ipotizzata a partire dallo studio dell'altimetria locale e tenendo conto delle esigenze degli impianti e delle apparecchiature da installare nel sito.

La conformazione del suolo allo stato di fatto, analizzata mediante la Cartografia Tecnica Regionale, è rappresentata nell'immagine seguente (Figura 98).



**Figura 98: Inquadramento Intervento su Carta Tecnica Regionale**

Considerando il posizionamento dei collettori secondo la direttrice Nord-Sud, l'analisi altimetrica della zona prescelta non evidenzia particolari problematiche, soprattutto se, come previsto, verranno utilizzati come fondazioni dei pali a vite in acciaio zincato

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

(vedi paragrafo 3.4.2).

In caso lo studio geologico-geotecnico del sito escludesse la possibilità di utilizzare tali fondazioni, che eviterebbero il più dei lavori di livellamento, sono state studiate, in via preliminare, diverse alternative progettuali in collaborazione con i tecnici della SENER Group.

L'analisi effettuata ha considerato i lavori di preparazione del solo campo solare che rappresenta più del 98% dell'impianto, i volumi secondari, come quelli relativi alla power block, non sono inclusi in questa stima preliminare.

I principi base per la progettazione sono stati i seguenti:

- I volumi di scavi e riporti devono essere equilibrati e ridotti al minimo possibile;
- Il livellamento deve essere orizzontale in direzione Nord-Sud, la pendenza massima deve essere in direzione Ovest-Est;
- Le scarpate tra le piattaforme non devono dividere gli SCA, l'intero loop deve essere posizionato sullo stesso livello;
- Le scarpate tra le piattaforme non devono essere collocate tra due SCA adiacenti al fine di evitare una differenza di quota che lascerebbe senza protezione lo SCA della piattaforma più alta;
- Ridurre al minimo le zone del campo solare in cui gli scavi superino 0,7 m di profondità;

In primo luogo è stato ipotizzato un campo solare situato su un unico livello, con una pendenza all'incirca parallela al terreno esistente (direzione Ovest-Est), ma i risultati in termini di volumi da movimentare sono stati valutati eccessivi (circa 1.000.000 m<sup>3</sup>).

La seconda ipotesi è consistita in un sistema su tre piattaforme.

I volumi di scavi e rinterri si sono molto ridotti, ma il quantitativo finale è stato valutato ancora elevato (circa 640.000 m<sup>3</sup>) e gli scavi di profondità maggiore a 0,7 m avrebbero coinvolto molte aree del campo solare.

Infine, si è studiata una soluzione a quattro piattaforme (Figura 99).

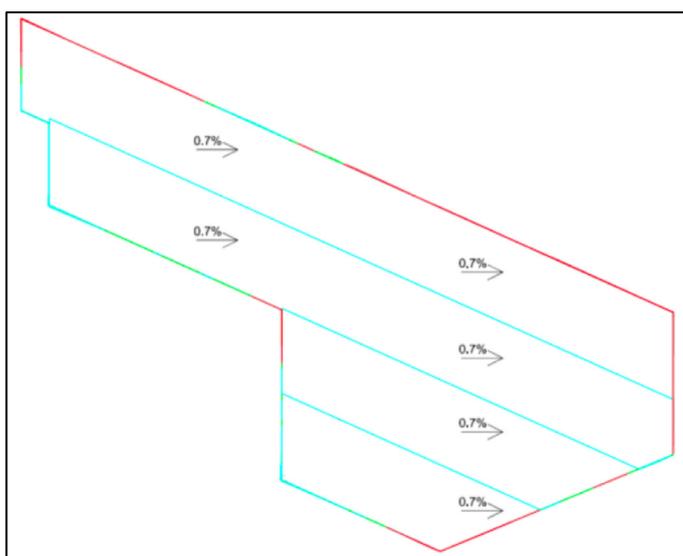
Il volume risultante da scavi e rinterri è di circa 540.000 m<sup>3</sup> e le zone del campo solare con scavi di profondità superiore a 0,7 m sono molto ridotte, riguardano meno dell'11% dell'area totale (vedasi le regioni di colore blu in Figura 100).

L'ultima soluzione descritta è considerata la più adeguata per il sito.

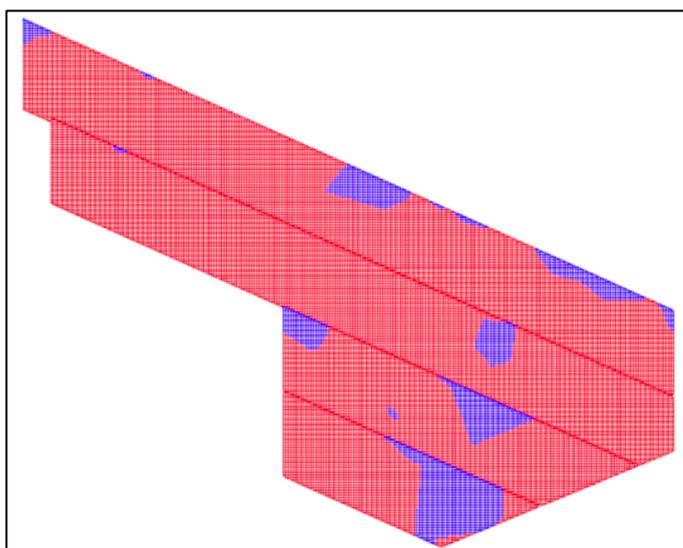
<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Le zone dove gli scavi siano inferiori a 0,7 m di profondità potrebbero essere ulteriormente ridotte se il campo solare fosse diviso in più di 4 piattaforme, ma ciò provocherebbe problematiche nell'installazione degli SCA .

Si anticipa che nel caso fosse presente del terreno di risulta, non riutilizzato all'interno dell'impianto, esso sarà smaltito esternamente dopo adeguata caratterizzazione.



**Figura 99: Ipotesi preparazione dell'area su 4 piattaforme**



**Figura 100: Ipotesi preparazione dell'area su 4 piattaforme - Aree in blu aree con scavi di profondità maggiore a 0,7 metri (< 11% dell'area totale)**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 3.4.2. FONDAZIONI

Considerando che dei circa 269 ettari lordi totali dell'area di progetto solo 5-6 ettari saranno occupati dagli elementi della power block (meno del 2%), il resto della superficie, 264 ettari lordi, sarà utilizzato per l'alloggiamento del campo solare, che tra l'altro occuperà solo circa il 31% della stessa (superficie captante = 815.600 m<sup>2</sup>).

Quindi il campo solare è la parte predominante dell'intera centrale.

Ad oggi, si può ipotizzare di utilizzare, soprattutto per i collettori, delle fondazioni su pali elicoidali in acciaio zincato che permettono di evitare il più delle opere di livellamento del terreno, pur essendo già state valutate irrilevanti.

I pali ad elica oltre al vantaggio dell'adattabilità a terreni non perfettamente pianeggianti, grazie alla possibilità di regolare ad hoc la lunghezza di infissione, presentano altri vantaggi sia rispetto ai pali infissi, per assenza di scosse e vibrazione, sia rispetto ai pali in calcestruzzo gettati in opera, per l'assenza di scavi e materiale di risulta da inviare in discarica, e per i ridotti diametri.

I pali in acciaio, anche se appartengono alla famiglia dei micropali, garantiscono capacità portanti rilevanti, in più sono ritenuti meno invasivi e facilmente rimovibili al momento della dismissione a fine ciclo vita dell'impianto.

La loro punta a vite consente una rapida infissione senza asporto di materiale né aggiunta di prodotti integrativi (i.e. fango bentonitico).

La facilità della messa in opera e della successiva dismissione, li rende meno impattanti anche in termini di reversibilità dell'uso dei suoli in termini di capacità agricola: la loro rimozione permetterà la restituzione di un terreno biologicamente integro, che per l'intera durata dell'opera non sarà stato trattato né con fertilizzanti né con pesticidi.

Essi sono già utilizzati come "fondazione" di strutture per il supporto di più moduli fotovoltaici e di inseguitori solari (Figura 101).

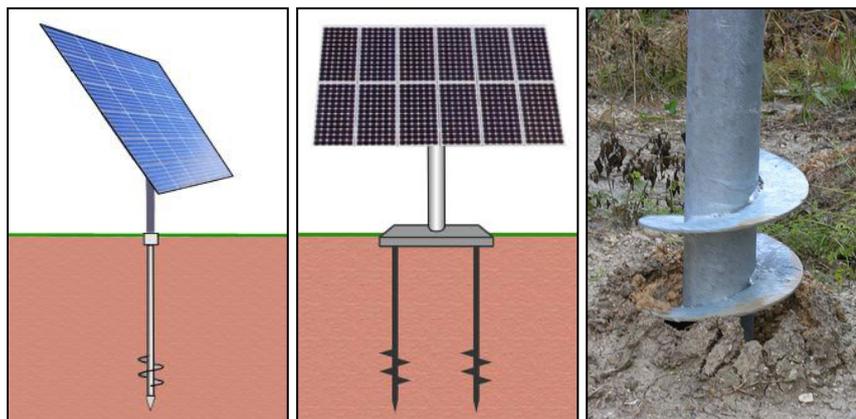
Alla luce di ciò, in questa fase si può affermare che non sarà necessaria la movimentazione del terreno sull'area del campo solare per la costruzione dello stesso.

In ogni modo, le fondazioni saranno progettate in base alla normativa vigente

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

tenendo in considerazione le sollecitazioni che agiscono sulle strutture e il tipo di terreno cui sono connesse.

Il calcolo definitivo, da cui ricavare l'esatto dimensionamento delle fondazioni, sarà effettuato in una fase di progetto esecutiva.



*Figura 101: Esempio applicazioni settore fotovoltaico di pali a vite*

### 3.4.3. CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI

Nella Power Block, oltre agli elementi che spiccano come dimensioni (i.e. edificio turbina, ciminiera dei riscaldatori ausiliari, serbatoi di accumulo, sistema di raffreddamento) saranno presenti anche edifici di dimensioni contenute.

Preliminarmente si individuano:

- Edificio Guardiania;
- Edificio quadri elettrici impianto di produzione, dove saranno alloggiate le sale quadri MT e BT;
- Edificio sala controllo e uffici, dove saranno presenti anche i servizi sanitari etc.;
- Edificio quadri elettrici pompe sali;
- Edificio produzione aria compressa;
- Edificio pompe antincendio;
- Officina manutenzione/magazzino;

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- Locale connessione rete di media tensione;

Nello sviluppo esecutivo saranno definiti in maniera specifica il numero e le dimensioni di tutti gli edifici.

Saranno rispettate le norme vigenti sia in ambito strutturale, sia in fatto di sicurezza sia in termini di prescrizioni paesaggistico-ambientali.

Si utilizzeranno, infatti, tinte tenui in accordo con il paesaggio agricolo circostante.

Si precisa che per gli elementi dimensionalmente più rilevanti, specie in altezza, si adotteranno tecniche mitigative, in termini di colorazione, già studiate ed in uso in altri settori.

Come esempio, si riporta il caso del camino del termovalorizzatore A2A (ex ASM) di Brescia.

Tale camino è una torre in calcestruzzo alta circa 120 metri, a sezione quadrata, con lato di 9 metri, per il quale sono state utilizzate n. 30 tinte con un salto di colore fra due tinte adiacenti dell'ordine di 1,1 - 1,2 unità colorimetriche secondo CiE lab.

Nelle immagini sotto riportate si può notare come tale colorazione mitighi l'impatto visivo generato da una struttura tanto imponente.

Gli elementi più alti del progetto in oggetto risultano circa 5 volte più bassi della torre in questione, ma, al fine di ridurre al minimo la loro visibilità, si adotterà una simile colorazione, o comunque basata su gradazioni cromatiche che ben si armonizzino all'ambiente circostante.



**Figura 102: Esempio colorazione camino termovalorizzatore A2A Brescia**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### **3.4.4. VIABILITÀ E INFRASTRUTTURE**

La principale viabilità interna, limitatamente alla zona Power Block, è prevista con strade impermeabilizzate, con opportune canalette di drenaggio.

La viabilità perimetrale di accesso alle altre aree prevede l'inghiaimento o la terra battuta.

L'intera area d'impianto sarà delimitata da recinzione, in questa fase sono inoltre presenti n. 3 ingressi, il cui numero potrà variare secondo le esigenze, provvisti di cancelli per entrare nella centrale.

Un ingresso, il principale, sarà affiancato all'edificio guardiania.

All'interno dell'area Power Block sono previste recinzioni aggiuntive per le parti più delicate e/o pericolose.

Inoltre, è previsto un bacino di contenimento parzialmente interrato, non pavimentato, per i serbatoi dei sali, al fine di garantire la massima sicurezza di contenimento dello sversamento dei sali nel peggiore dei casi, ovvero contemporaneamente ad ingenti precipitazioni atmosferiche.

L'area di centrale sarà provvista di un'adeguata rete fognaria, con caratteristiche idonee a raccogliere le acque meteoriche e tutti gli effluenti provenienti dai singoli impianti della centrale stessa, nel rispetto delle normative di legge vigenti.

E' prevista la separazione fisica tra le varie reti fognarie in modo da mantenere separati i diversi effluenti da recuperare, ovvero:

- Acque meteoriche;
- Acque oleose;
- Acque non recuperabili;
- Acque recuperabili;
- Acque sanitarie;

I percorsi per le tubazioni e le vie cavo sono previsti in parte su pipe-rack in carpenteria metallica, in parte interrati.

Nell'ultimo caso i cavi elettrici potranno essere posati in cunicolo ispezionabile in cemento armato oppure in corrugati in PVC.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.4.5. PROGRAMMA DEI LAVORI E DESCRIZIONE DELLA FASE DI CANTIERE**

Le fasi di preparazione del sito, attività cantiere e costruzione dell'impianto, sono previste durare complessivamente intorno ai 24 mesi, partendo dalla fase di preparazione del sito (mese 1) fino alla fase di avviamento (mese 24).

La viabilità e gli accessi saranno assicurati dalla realizzazione di collegamenti con strade esistenti in grado di far fronte alle esigenze del cantiere sia quantitativamente che qualitativamente.

La preparazione prevede principalmente il livellamento del terreno e la realizzazione della rete di drenaggio, fognaria e di trasporto/approvvigionamento dell'acqua in generale.

Si è già provveduto a richiedere il nulla osta preliminare al Consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale e al Genio Civile di Cagliari relativamente alla sistemazione idraulica dell'area e alle relative opere di drenaggio.

Si procederà con il definire, e quindi costruire, la rete viaria interna del cantiere, sia quella permanente sia quella temporanea, utile all'installazione dei collettori solari e relative fondazioni, alla realizzazione delle varie strutture della Power Block, sempre con relative fondazioni, compresi i serbatoi dei sali fusi e la loro vasca di contenimento.

Tutto il personale sarà presente in cantiere esclusivamente durante l'attività lavorativa ed alloggerà negli alberghi o nelle case del circondario, nel caso di figure professionali non reperibili in loco e dirigenti.

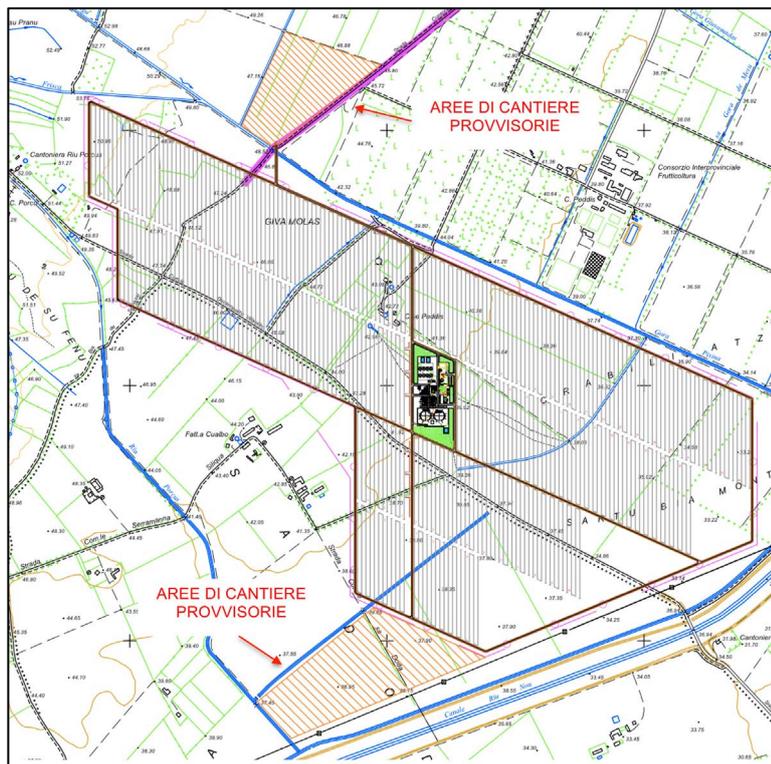
Il cantiere sarà attrezzato con prefabbricati (container) ed uffici provvisti di impianti igienico sanitari con fossa biologica Imhoff per gli scarichi.

In fase di cantiere lo smaltimento delle acque meteoriche avverrà con il sistema temporaneo di drenaggio che sfrutterà anche la naturale pendenza del terreno; inoltre, prima delle attività di pavimentazione, la maggior parte dell'acqua verrà smaltita attraverso una naturale dispersione nel sottosuolo.

Saranno previste delle aree di cantiere interne all'area d'impianto che, con l'avanzamento dei lavori, saranno liberate per permettere il progressivo completamento della centrale.

Sarà inoltre necessaria un'area di cantiere provvisoria per l'installazione dei mezzi necessari ai lavori e al personale lavorativo da scegliere nelle zone confinanti la futura centrale.

Tale area sarà sgombrata e riportata allo stato dei luoghi al termine dei lavori.



**Figura 103: Individuazione preliminare aree di cantiere provvisorie esterne**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.5. IL SISTEMA DI DESALINIZZAZIONE**

Il progetto in oggetto include lo sviluppo e la gestione di un sistema pilota di desalinizzazione dell'acqua di mare completamente integrato con la power block, che dimostrerà i vantaggi di utilizzare questa tecnologia in aree con esigenze di acqua. Infatti, il concetto d'impianto in progetto sarà in grado di produrre, a grande scala, acqua sia per l'impianto sia per la popolazione.

Si prevede che parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto CSP sia usata per desalinizzare l'acqua di mare con un impianto ad osmosi inversa (RO).

Rispetto agli impianti di desalinizzazione ad osmosi inversa standard, l'impianto che si propone recupera l'energia termica del ciclo a vapore al fine di ridurre i consumi di energia elettrica dell'impianto di desalinizzazione e quindi di aumentare l'efficienza globale.

Nel sito dove s'intende installare l'impianto solare termodinamico "Flumini Mannu" non è presente una fonte di approvvigionamento di acqua marina, sarà quindi necessario trasportare l'acqua di mare tramite autobotti.

L'impianto di desalinizzazione è concepito come un impianto pilota dimostrativo quindi sarà di ridotte dimensioni, funzionante per periodi limitati e quindi con possibilità di arresti prolungati.

Per l'esercizio della centrale è stata richiesta una fornitura di acqua industriale al Consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale.

La richiesta è stata accettata, sottolineando il fatto che la fornitura potrebbe subire interruzioni per cause di forza maggiore (guasti, manutenzioni, altre priorità...), quindi si raccomanda di prevedere una soluzione alternativa o la predisposizione di un'adequata riserva.

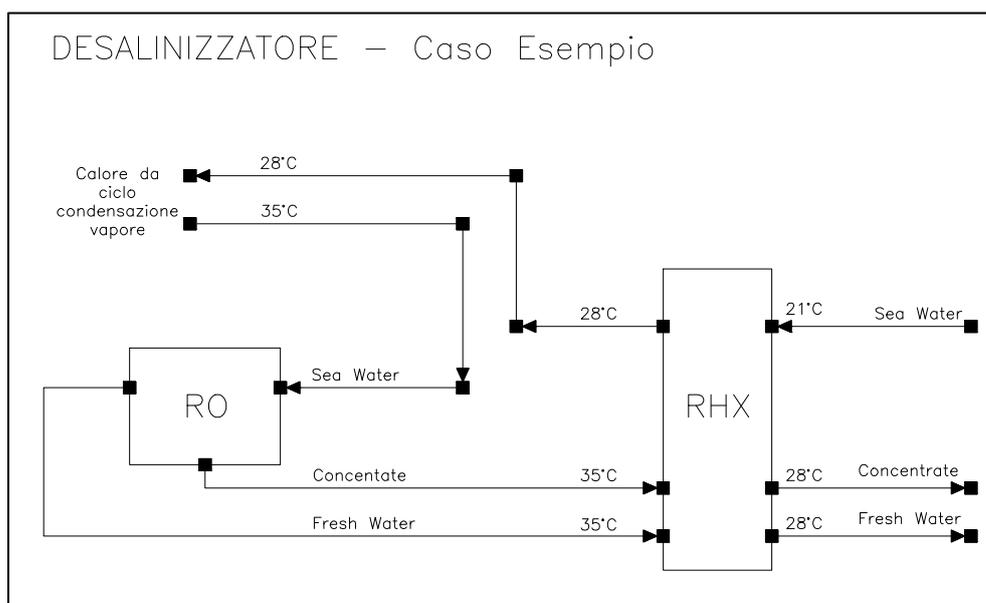
La presenza dell'impianto di desalinizzazione produrrebbe parte dell'acqua industriale da accumulare come riserva nei momenti di arresto della fornitura del CSBM.

### 3.5.1. DESALINIZZATORE

Secondo lo schema di seguito riportato (Figura 104), l'acqua marina in entrata è preriscaldata con uno scambiatore di calore rigenerativo (RHX) e con la potenza termica recuperata dal ciclo di condensazione del vapore.

L'aumento della temperatura dell'acqua del mare consente di diminuire il consumo di energia elettrica per il trattamento ad osmosi inversa (RO).

La salamoia (*concentrate*) e l'acqua dolce (*fresh water*), in uscita dal sistema RO, sono utilizzate, a loro volta, per aumentare la temperatura dell'acqua di mare in ingresso tramite lo scambiatore RHX.



**Figura 104: Esempio schema di flusso desalinizzatore**

Il recupero termico, e di conseguenza la riduzione della potenza elettrica, variano ogni ora e stagionalmente.

Infatti, la temperatura dell'acqua del mare varia stagionalmente e la temperatura del vapore di condensazione varia sia stagionalmente che su base oraria.

Per dare un'idea, la potenza elettrica richiesta dal trattamento RO potrà diminuire (rispetto ad un sistema standard) del 10%, nel caso sopra illustrato, e del 7% come media annua.

Gli impianti ad osmosi inversa (anche quelli standard), presentano i seguenti

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

vantaggi a fronte di impianti di dissalazione termica:

1. Maggiore efficienza energetica globale;
2. Facilità di controllo della portata in ingresso e possibilità di sospendere il trattamento;
3. Trattamento modulare: i risultati ottenuti da questo progetto potranno essere facilmente utilizzati per impianti di grandi dimensioni nel futuro, inoltre il concetto proposto potrebbe essere applicato anche a centrali raffreddate ad acqua o con sistemi ibridi.
4. A differenza dei demineralizzatori tradizionali, l'osmosi inversa non richiede l'impiego di prodotti chimici (acidi – alcali) e non genera conseguentemente acque inquinate di rifiuto che necessitano trattamenti depurativi o costi di smaltimento.

Prevedendo di trasportare l'acqua in ingresso con autobotti, la salinità sarà quella dell'acqua di mare, pertanto il trattamento di desalinizzazione richiesto dovrà ridurre la concentrazione dei sali disciolti fino ad un valore di circa 500 mg/l TDS per l'acqua industriale, da inviare poi all'impianto di demineralizzazione.

Ipotizzando una concentrazione salina di 37 g/l si prevede un trattamento di desalinizzazione costituito da una prima sezione di Ultrafiltrazione, seguita da un primo passo di osmosi da cui si ottiene acqua industriale a concentrazione di TDS di circa 500 mg/l e salamoia a concentrazione di TDS superiore a 55 g/l.

L'acqua grezza, come descritto, è preriscaldata utilizzando parte del vapore scaricato dalla turbina, in tal modo diminuisce la potenza elettrica necessaria al processo osmotico.

Lo stesso principio potrà essere utilizzato per il sistema di demineralizzazione: preriscaldando l'acqua industriale in ingresso, attraverso il vapore esausto in uscita dalla turbina, sarà possibile ridurre il consumo di energia elettrica necessario per il trattamento.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **3.5.2. SISTEMA DI TRATTAMENTO DELLE SALAMOIE**

La salamoia prodotta dall'impianto di osmosi inversa è successivamente trattata in un impianto dedicato di evaporazione e cristallizzazione che produce acqua demineralizzata e sali.

Il processo di evaporazione e cristallizzazione utilizza vapore di spillamento dalla turbina, realizzando così una cogenerazione all'interno del ciclo stesso.

L'acqua demineralizzata prodotta è reintrodotta nel ciclo.

I sali del sistema di evaporazione/cristallizzazione e le salamoie rimanenti saranno inviati a discarica o impianto di trattamento specifico.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 4. INTERCONNESSIONI CON L'ESTERNO

### 4.1. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

In osservanza a quanto riportato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) prot. Enel-DIS-24/05/2012-0881996 del 30/05/2012 fornita dal Gestore di Rete Enel Distribuzione SpA, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito da:

- nuovo stallo linea AT blindato in SF<sub>6</sub> in Cabina Primaria denominata "Villasor 2";
- apparato di telescatto e telepilotaggio (qualora necessario);
- fibra ottica.

Si è individuata la soluzione di connessione di seguito descritta (Figura 105) per il tracciato di collegamento della centrale alla Cabina Primaria (CP) "Villasor 2", punto di consegna dell'energia prodotta dall'impianto.

Tale soluzione è quella giudicata in grado di generare il minore impatto ambientale in considerazione dell'assenza di porzioni di elettrodotto aereo e della più breve lunghezza del tracciato (circa 8,5 km).

Come proposto anche nel progetto delle opere di rete allegato, la connessione sarà realizzata in antenna dalla CP 150/15 kV "Villasor 2" ubicata nel territorio del Comune di Villasor.

L'energia prodotta dal Generatore Elettrico di centrale, in media tensione, sarà innalzata a 150 kV nella stazione di trasformazione MT/AT, sempre interna all'area di progetto, e trasportata alla CP sopradetta attraverso un elettrodotto AT in cavo interrato.

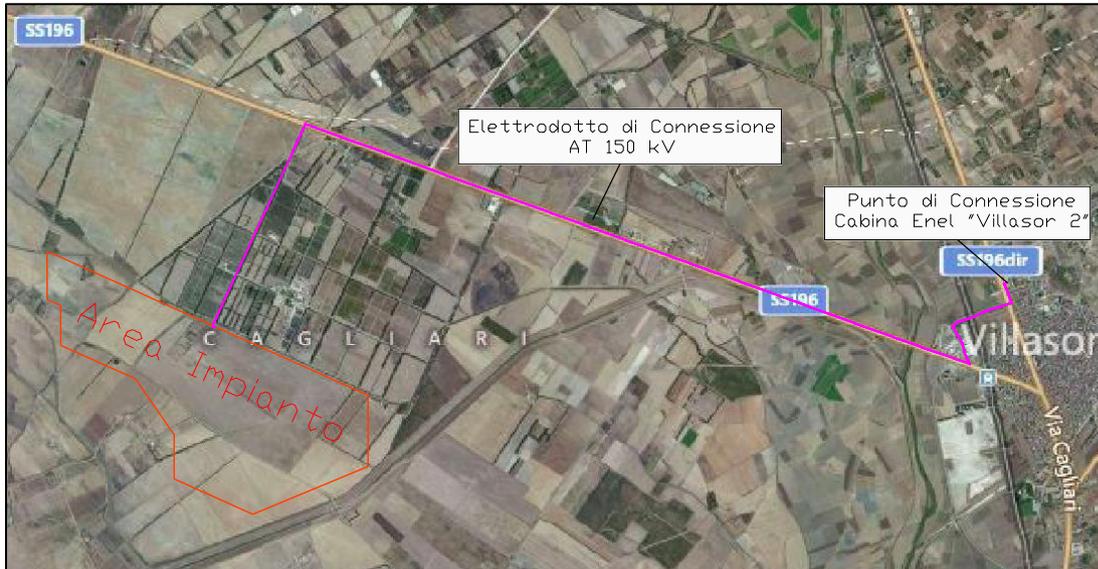
Il tracciato dell'elettrodotto è illustrato di seguito (Figura 105).

Le opere di connessione prevedono l'ampliamento del Quadro AT blindato in SF<sub>6</sub> Tipo "1457170 SBE" di fabbricazione Siemens interno alla Cabina Primaria "Villasor 2".

Per maggiori informazioni, si rimanda alla "Relazione Tecnico-Descrittiva" del

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

Progetto Preliminare delle Opere di Connessione alla RTN.



**Figura 105: Inquadramento Elettrodotto di Connessione su Ortofoto (Progetto Preliminare)**

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 5. RISPETTO DEI VINCOLI IMPOSTI PER L'INCENTIVAZIONE

L'incentivazione dell'energia prodotta da impianti solari termodinamici è normata dal DM Sviluppo Economico 6 luglio 2012 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici - Attuazione articolo 24 del Dlgs 28/2011".

Come già scritto, l'articolo riguardante gli impianti solari termodinamici è il n. 28 (*Disposizioni in materia di impianti solari termodinamici*).

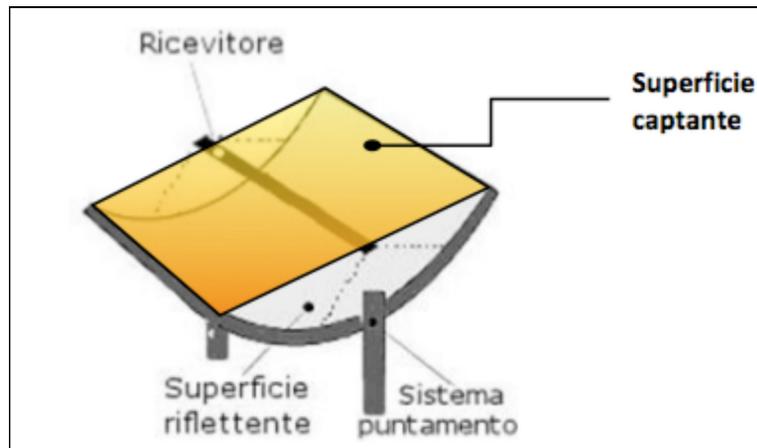
La seguente tabella riporta i requisiti imposti dalla normativa ai fini dell'ammissibilità all'incentivazione, confrontandoli con le rispettive condizioni previste nel progetto proposto:

<b>REQUISITO</b>	<b>VINCOLO</b>	<b>VALORE DI PROGETTO</b>
<i>Capacità nominale di accumulo</i>	<i>&gt; 1,5 kWh<sub>t</sub> per ogni metro quadro di superficie captante</i>	Sup.capt=815.600 m <sup>2</sup> Accumulo: 2.057 MW <sub>t</sub> Rapporto= $\frac{2.057 \cdot 10^3}{815.600} = 2,5 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$
<i>Non utilizzano come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/Cee e 1999/45/Ce e loro successive modificazioni; il predetto requisito non è richiesto in caso di impianti ubicati in aree industriali;</i>		Sali Fusi (miscela di nitrato di sodio e di nitrato di potassio)
<i>Sono collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto è caratterizzato da un unico punto di connessione</i>		Punto di connessione Cabina Enel Distribuzione "Villasor 2" Codice Pratica RTN 201200068

Si precisa che la superficie captante, avendo a che fare con un sistema ad inseguimento uniassiale, è quella sempre rivolta ed ortogonale ai raggi solari.

Praticamente è il piano contenente gli estremi del profilo parabolico (Figura 106).

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	



**Figura 106: Superficie captante collettore parabolico**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 6. RISORSE UTILIZZATE E RILASCI IN AMBIENTE

### 6.1. RISORSE UTILIZZATE

#### 6.1.1. FASE DI CANTIERE

I materiali impiegati per la realizzazione delle opere civili e strutturali d'impianto sono principalmente calcestruzzo, ferro di armatura, acciaio da costruzione e materiali inerti in quantità ridotta.

Nell'attuale fase di progettazione, non essendo possibile stabilire con sufficiente dettaglio tipo e dimensioni delle fondazioni né tantomeno dei vari edifici e non essendo state scelte tutte le apparecchiature, non è possibile stimare la quantità di tali materiali.

Si può solamente anticipare che la gran parte degli stessi sarà impiegata nelle opere di fondazione, sia dei collettori che degli edifici.

Il calcestruzzo sarà trasportato con l'ausilio di autobetoniere, partendo da impianti di betonaggio collocati nel circondario, già individuati.

Sia i ferri di armatura che la carpenteria metallica per le nuove strutture saranno trasportate in cantiere da aziende locali, distanti meno di 10-15 km dal sito, attraverso l'uso di autoarticolati.

Sarà definito un adeguato livello di pre-assemblaggio, compatibile con i limiti di sagoma propri dei trasporti.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **6.1.2. FASE DI ESERCIZIO**

Le principali risorse utilizzate in fase di esercizio sono:

1. Sole;
2. Acqua;
3. Miscela salina (Sali Fusi) per trasporto dell'energia captata dal campo solare e accumulo termico;
4. Carburante: Diesel
5. Reagenti per il trattamento dell'acqua;
6. Lubrificanti vari per le apparecchiature meccaniche e altri materiali di consumo.

### **6.1.2.1. Sole**

La risorsa principale che utilizzerà l'impianto è la radiazione solare.

Il sole è una fonte rinnovabile disponibile illimitatamente in natura.

Gli impianti solari termodinamici, come quello in oggetto, sono classificati come impianti a fonte rinnovabile.

Come già descritto, la fonte solare del sito prescelto, rappresentata nel valore di DNI (radiazione solare diretta), è stata valutata idonea all'installazione dell'impianto in progetto.

### **6.1.2.2. Acqua**

L'acqua necessaria per l'esercizio dell'impianto si divide in acqua potabile, correlata alla presenza di servizi igienico-sanitari, acqua industriale per alimentare l'impianto di demineralizzazione e acqua marina per alimentare l'impianto pilota di desalinizzazione.

L'acqua demineralizzata, a sua volta, è utilizzata come reintegro al ciclo termico e per il lavaggio degli specchi del campo solare.

Nel 1999 Sandia National Laboratories ha iniziato uno studio riguardante il consumo idrico totale di alcuni impianti CSP esistenti.

La ricerca durata 6 anni su un cluster di centrali per una potenza installata complessiva di 150 MWe ("Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants" - Appendix AA "Water use study") ha dimostrato che la fornitura totale di acqua industriale è suddivisa come segue (Figura 107):

- circa il 93,4% al sistema di raffreddamento;
- circa il 6,6% all'impianto di demineralizzazione.

Nel caso in specie, in base alle scelte progettuali effettuate, il sistema di raffreddamento è di tipo a secco.

Tale soluzione diminuisce drasticamente la necessità della risorsa acqua industriale.

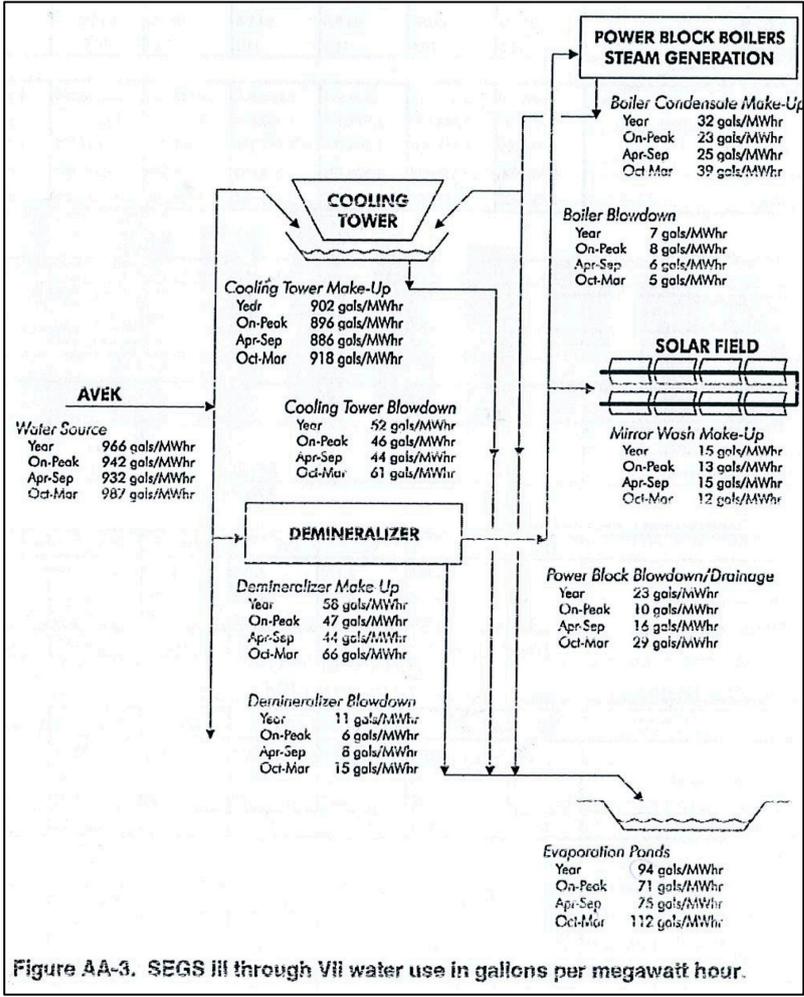


Figure AA-3. SEGS III through VII water use in gallons per megawatt hour.

Figura 107: "Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants" - Appendix AA "Water use study"

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### **6.1.2.2.1. Acqua Potabile**

L'impianto riceverà l'acqua potabile dall'acquedotto che serve la zona circostante o in caso d'impossibilità saranno predisposte delle cisterne per l'approvvigionamento della stessa.

Si stima, in via cautelativa, che il consumo sarà pari a 3,5 m<sup>3</sup>/giorno.

La stima è basata sulla presenza media giornaliera di n. 70 persone, distribuite nei vari turni lavorativi, e su un consumo pro capite di circa 50 litri/giorno, considerando l'uso della risorsa nell'ambiente lavorativo.

#### **6.1.2.2.2. Acqua Industriale**

La centrale richiede acqua industriale principalmente per alimentare l'impianto di demineralizzazione.

Come già scritto la Sandia National Laboratories ha condotto uno studio riguardante il consumo idrico totale di alcuni impianti CSP esistenti, attraverso il quale ha dimostrato, tra l'altro, che il consumo dell'acqua demineralizzata necessaria al funzionamento degli impianti è così tipicamente ripartito (Figura 107):

- Consumo per reintegro al ciclo termico: 70% del totale;
- Consumo per il lavaggio degli specchi costituenti il campo solare: 30% del totale.

Il funzionamento degli apparati consistenti la Power-block prevede che l'acqua demineralizzata sia utilizzata prevalentemente per il reintegro di circuiti a vapore e in quantità minori per la preparazione dei prodotti per il condizionamento chimico minima e per la rigenerazione/pulizia del trattamento di demineralizzazione.

Secondo le stime di funzionamento dell'impianto in termini di ore nette, il quantitativo di 40.000 m<sup>3</sup>/anno appare, allo stato attuale, più che sufficiente.

Per quanto riguarda il lavaggio degli specchi, con l'ipotesi di utilizzo dell'innovativa tecnica della "micronebulizzazione a getto orientato ad alta pressione (200 bar)" della tedesca VOITH GMBH, che prevede l'impiego di soli 6 litri di acqua demineralizzata per ogni singolo modulo di collettore (circa 12 metri di lunghezza) a lavaggio, il

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

consumo necessario al lavaggio periodico del campo solare viene abbattuto drasticamente rispetto alle stime sopra riportate.

Infatti, i lavaggi previsti, secondo lo standard di settore, ammontano a n. 10 l'anno. Considerando che il numero di moduli dei collettori in totale risulta essere di 10.080, per ogni singolo lavaggio dell'intero campo solare servono circa 60,5 m<sup>3</sup> di acqua, che in un anno diventano circa 605 m<sup>3</sup>/anno, contro i 10.000 m<sup>3</sup>/anno necessari secondo gli standard ormai in disuso.

Il consumo annuale di acqua industriale che si può prevedere in questa fase, considerando circa 4.100 h/anno equivalenti di esercizio, è stimato, in ogni caso, intorno ai 50.000 m<sup>3</sup>/anno, la quantità di acqua totale necessaria sarà calcolata in una fase successiva.

Riguardo all'approvvigionamento di tale risorsa, si è proceduto ad inoltrare una richiesta di fornitura di acqua industriale sia all'ENAS (Ente Acque della Sardegna), che al Consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale, che hanno sottolineato l'impossibilità di poter garantire un servizio continuativo nel tempo a causa di fermi per manutenzioni o guasti.

A fronte di ciò si procederà all'installazione di vasche di stoccaggio o di un bacino di accumulo da utilizzare come riserva.

La richiesta inviata riguarda una fornitura di acqua industriale per circa 150.000 m<sup>3</sup>/anno, nonostante, esaminando le analisi dell'acqua industriale del consorzio, si è stimato un consumo di circa 90.000 m<sup>3</sup>/anno.

Tale valore è stato scelto poiché i trattamenti che l'acqua deve subire ai fini della demineralizzazione dipendono dalla qualità dell'acqua grezza in ingresso e possono implicare una riduzione della quantità di acqua demineralizzata in uscita fino ad 1/3 di quella in ingresso.

Quindi, avendo stimato una quantità di acqua demineralizzata pari a circa 50.000 m<sup>3</sup>/anno, nella peggiore delle ipotesi l'acqua industriale in ingresso al trattamento dovrà essere 3 volte tale valore, ovvero 150.000 m<sup>3</sup>/anno.

Si deve aggiungere che la presenza del desalinizzatore, anche se "pilota", sarà anch'esso fonte di approvvigionamento di acqua industriale.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **6.1.2.2.3. Acqua marina**

L'acqua marina per alimentare l'impianto pilota di desalinizzazione sarà trasportata tramite autobotti.

L'impianto, essendo un impianto pilota, sarà in funzione per n. 6 giorni/mese e per n. 6 ore/giorno (36 h/mese, 432 h/anno).

La portata di funzionamento è stata stabilita in 6,25 ton/h, quindi l'acqua marina necessaria risulta di circa 225 ton/mese.

L'approvvigionamento, tramite autobotti, prevede circa n. 15 trasporti/mese, considerando autobotti da 15 ton di portata.

Sarà predisposta una vasca per l'accumulo dell'acqua in ingresso, presumibilmente di capacità pari a 225 ton.

### **6.1.2.3. Sali Fusi – Fluido Termovettore e Accumulo Termico**

I sali fusi sono una miscela binaria di nitrati (60% nitrato di sodio,  $\text{NaNO}_3$ , e 40% nitrato di potassio,  $\text{KNO}_3$ ), che può essere utilizzata in un intervallo di temperatura compreso fra 240°C e 600°C.

Nel campo solare, la miscela sarà utilizzata in un intervallo compreso fra 290°C e 550°C per un corretto uso del tubo ricevitore, mentre nei momenti di *stand-by* della centrale potrà essere fatta scendere fino a circa 260°C.

La miscela salina sarà utilizzata sia come fluido termovettore sia come fluido per l'accumulo termico, e se ne prevede un quantitativo totale di circa 25.000 t.

I sali non sono soggetti a degradazione o rigenerazione, il consumo è pertanto limitato al primo riempimento.

### **6.1.2.4. Carburante: Gasolio**

Si prevede un consumo di gasolio per l'alimentazione della caldaia di primo avviamento e dei n. 3 riscaldatori ausiliari in caso si renda necessario il loro utilizzo.

Per quanto riguarda la caldaia di primo avviamento si prevede un consumo di circa

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

400 m<sup>3</sup>/anno, vista la potenza termica inferiore a 3 MW e un funzionamento stimato in 500-600 ore/anno.

Per quanto riguarda i casi di utilizzo dei riscaldatori ausiliari, il consumo previsto è di 1,33 t/h di gasolio per caldaia.

Si ipotizzano circa 20 ore/anno di accensione, quindi risulta un consumo annuo di  $1.33 \times 3 \times 20 \approx 80$  t/anno.

Il gasolio sarà stoccato in un serbatoio da 200 m<sup>3</sup>, che verrà riempito secondo la necessità attraverso autobotti.

#### **6.1.2.5. Lubrificanti, Reagenti ed altri Materiali di consumo**

Si prevede l'utilizzo di lubrificanti minerali per le apparecchiature elettromeccaniche; di reagenti per le attività di demineralizzazione e trattamento delle acque, nelle quantità richieste dal processo, oltre che di materiali vari di manutenzione e consumo secondo le esigenze di stabilimento.

Una descrizione più accurata in termini qualitativi e quantitativi potrà essere fornita nella fase progettuale esecutiva, andando ad effettuare scelte di processo e macchinari da utilizzare.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 6.2. RILASCI IN AMBIENTE

### 6.2.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Si individuano principalmente le seguenti fonti di emissioni gassose nell'atmosfera:

- Caldaia di primo avviamento;
- Riscaldatori ausiliari dei sali fusi.

La caldaia di primo avviamento: di potenza da stabilire, ma comunque inferiore a 3 MW, sarà alimentata a gasolio e dotata di sistemi di filtraggio e abbattimento polveri. Le emissioni della caldaia di primo avviamento rientreranno nei limiti di legge (rif. D. Lgs. 152/06 - Parte V - Allegato 1 / Parte III) che, nel caso di "Impianti di combustione con potenza termica inferiore a 50 MW" che utilizzano combustibili liquidi, sono i seguenti (rif. Fumi secchi 3% O<sub>2</sub>):

- polveri: 100 mg/Nm<sup>3</sup>
- ossidi di azoto: 500 mg/Nm<sup>3</sup>
- ossidi di zolfo: 1700 mg/Nm<sup>3</sup>

La caldaia di primo avviamento sarà in esercizio per circa 500-600 ore/anno.

Considerando i fattori di emissioni per caldaie di potenza termica inferiore a 50 MWt alimentate a gasolio (<http://www.inemar.eu/>) ed una stima di ore di funzionamento annue pari a circa 600, risultano le seguenti emissioni.

	Fattore di emissione	U.M.	Emissioni attese.	U.M.
<b>NO<sub>x</sub></b>	70	g/GJ	0,45	t/anno
<b>CO</b>	10	g/GJ	0,065	t/anno
<b>Polveri</b>	5	g/GJ	0,032	t/anno
<b>SO<sub>2</sub></b>	46,86	g/GJ	0,30	t/anno
<b>CO<sub>2</sub></b>	73,32	kg/GJ	475,11	t/anno

Anche i riscaldatori ausiliari, nei casi di utilizzo, saranno alimentati con gasolio e il contenuto di inquinanti nei loro fumi rientreranno negli stessi limiti di legge previsti per "Impianti di combustione con potenza termica inferiore a 50 MW" che utilizzano

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

combustibili liquidi (rif. D. Lgs. 152/06 - Parte V - Allegato 1 / Parte III).

Si riportano di seguito i valori di emissione attesi ed i relativi limiti normativi.

<b>PARAMETRO</b>	<b>Valore di emissione atteso</b>	<b>Limite di Legge</b>
	mg/Nm <sup>3</sup> a 3% O <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup> a 3% O <sub>2</sub>
Polveri	100	100
Ossidi di Azoto (NO <sub>x</sub> )	200	500
Ossidi di Zolfo (SO <sub>x</sub> )	≈ 160 (contenuto medio di 0,1% in peso di zolfo nel gasolio)	1.700
Monossido di Carbonio	100	(limite non prescritto)

Considerando una portata di fumi secchi al 3% di O<sub>2</sub> di circa 17.000 Nm<sup>3</sup>/h per ciascun riscaldatore ed una stima di ore di funzionamento annue pari a circa 20, risultano le seguenti emissioni.

Fattori di Emissioni	g/s 1 risc.	kg/h 1 risc.	kg/h 3 risc.	t/anno 1 risc.	t/anno 3 risc.
<b>NO<sub>x</sub></b>	0,94	3,4	10,2	0,068	<b>0,204</b>
<b>CO</b>	0,47	1,7	5,1	0,034	<b>0,102</b>
<b>Polveri</b>	0,47	1,7	5,1	0,034	<b>0,102</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	0,76	2,72	8,16	0,054	<b>0,163</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>				≈86	≈ <b>258</b>

Il generatore di emergenza, come da definizione, si prevede in funzione per zero ore durante l'esercizio ordinario della centrale.

Come già scritto, sarà utilizzato solo in casi straordinari al fine di evitare danni all'impianto.

Oltre a quanto sopra, l'impianto rilascerà nell'atmosfera vapore d'acqua e tracce di incondensabili provenienti da sfiati del circuito vapore (i.e. degasatore) in quantità praticamente trascurabili.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **6.2.2. RILASCI NEL SUOLO**

I rischi di contaminazione del suolo e sottosuolo in fase di esercizio sono connessi al rilascio accidentale di liquidi (lubrificanti, reagenti...).

Le perdite che si dovessero verificare all'interno della Power Block non potranno arrivare a contaminare il suolo, in quanto i serbatoi saranno situati all'interno di adeguate aree di contenimento, pavimentate e munite di cordoli, collegate a vasche di raccolta interrate, dimensionate per trattenere il volume di liquido contenuto nel recipiente più grande installato in sito.

Per quanto riguarda i Sali fusi è previsto un bacino di contenimento opportunamente impermeabilizzato che conterrà i serbatoi di accumulo e, in più, alla base di ogni collettore solare ed in prossimità di ogni giunto e tubazione sarà posizionato, se ritenuto necessario ed in accordo con i fornitori, un mezzo di contenimento che assumerà la forma di camicia, carter o vasca in base al punto di applicazione e sarà costruito in acciaio inox.

Il sale eventualmente fuoriuscito, quindi, a contatto con l'aria solidificherà nelle strutture di contenimento, da dove sarà prontamente rimosso per essere reimpresso nel ciclo produttivo e il potenziale guasto debitamente riparato.

Pertanto l'eventualità di contaminazione del sottosuolo legata al fatto che i sali solidificati siano abbandonati in agro e di lì percolino nel sottosuolo a seguito delle precipitazioni è del tutto ipotetica.

Oltre all'adozione di pavimentazioni impermeabili e bacini di contenimento nelle aree a rischio ed in prossimità di tutte le condotte e dei potenziali 'leak-point' sono previste precauzioni di tipo sia impiantistico (camicie, carter e vasche) sia gestionale per la riduzione del rischio di rilasci accidentali.

Queste precauzioni comprendono l'adozione di cicli di manutenzione programmata e di standard di progettazione impiantistici tali da prevenire il rischio di rotture di apparecchi e tubazioni e di limitare l'entità dei rilasci.

La tipologia delle sostanze utilizzate e le caratteristiche idrogeologiche del sito sono tali da non evidenziare un contesto di pericolo significativo per la componente suolo e sottosuolo.

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### 6.2.3. SCARICHI LIQUIDI

#### 6.2.3.1. Reflui Civili

Si stima che la quantità di tali reflui sarà pari a 3,5 m<sup>3</sup>/giorno.

La stima è basata sulla presenza media giornaliera di n. 70 persone, distribuite nei vari turni lavorativi, e su un consumo pro capite di circa 50 litri/giorno, considerando l'uso della risorsa nell'ambiente lavorativo.

I reflui civili saranno raccolti in una vasca per essere inviati ad un sistema di trattamento opportuno, vista l'assenza di rete fognaria locale.

#### Destinazione

I reflui civili, debitamente trattati secondo quanto prescritto dalla "Disciplina degli scarichi di acque reflue" (Deliberazione Giunta Regionale n.69/25 del 10/12/2008 e s.m.i.), saranno scaricati in un vicino corso d'acqua, dopo aver ottenuto l'autorizzazione dall'ente competente, Comune di Villasor e/o Comune di Decimoputzu.

#### 6.2.3.2. Reflui Industriali

I seguenti reflui industriali saranno trasferiti ad una vasca di raccolta (o ad un evaporation pond) da cui saranno poi inviati al sistema di trattamento.

- Spurgo ciclo termico e Spurgo acqua demi: il blow-down del ciclo termico dovrà corrispondere al quantitativo dell'acqua di reintegro allo stesso. Quindi avendo stimato, relativamente a questo sistema, un consumo di acqua demineralizzata di circa 40.000 m<sup>3</sup>/anno, si può considerare che il relativo refluo sia dello stesso ordine di grandezza, se non inferiore a causa delle dispersioni in termini di vapore.

Da considerare che al fine di ottenere acqua demineralizzata, l'acqua industriale in ingresso deve subire trattamenti tanto più spinti quanto peggiore è la sua qualità.

I trattamenti per la demineralizzazione, sostanzialmente, comprendono:

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

1. Pretrattamento: filtrazione;
2. Deionizzazione e demineralizzazione: tecnologia a resine (scambio ionico) o a membrane (osmosi inversa).

Tali trattamenti necessitano di un contro-lavaggio (rigenerazione o pulizia) quando l'effluente supera gli standard stabiliti all'uscita, quindi tanto più spesso quanto l'acqua grezza in ingresso risulta di bassa qualità.

In ogni caso gli "eluati", ovvero i reflui di queste pulizie e rigenerazioni (spurgo acqua demi), si dividono in acque recuperabili (da poter riutilizzare in ingresso al sistema di demineralizzazione) e effluenti non recuperabili (da convogliare in vasche di raccolta e smaltire tramite autobotte presso impianti autorizzati).

- Reflui depurati da impianti di disoleazione: l'impianto sarà dotato di una rete di raccolta delle acque oleose provenienti dalle aree della Power Block potenzialmente soggette allo sversamento di lubrificanti. Le acque provenienti dalle singole aree saranno convogliate in apposite vasche trappola, separate opportunamente dalle apparecchiature in modo da impedire la combustione dell'intero volume di olio, in caso di fuoriuscita accidentale. All'interno di ciascuna vasca trappola, sarà installato un sistema di separazione costituito da un disoleatore a pacco lamellare; l'azione di questo dispositivo, sulla miscela olio/acqua, incrementa la dimensione delle particelle di olio in sospensione ed il loro galleggiamento, ottenendo di conseguenza una migliore separazione dell'olio stesso.
- Acque di prima pioggia: sarà prevista una rete di raccolta delle acque meteoriche dedicata alle strade ed ai piazzali asfaltati della Power Block, associata ad un apposito sistema di disoleazione. Sarà a questo scopo prevista una vasca di raccolta in grado di contenere le acque di prima pioggia da cui il refluo sarà trasferito al disoleatore. Sono considerate acque di prima pioggia quelle corrispondenti, nella prima parte di ogni evento meteorico, ad una precipitazione di 5 mm, uniformemente distribuita sull'intera superficie scolante servita dalla rete di raccolta delle acque meteoriche.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

- Salamoie impianto di desalinizzazione: essendo presente un impianto pilota di desalinizzazione, lo stesso produrrà: acqua industriale, salamoie, acqua demineralizzata e sali. I sali e le salamoie saranno prelevati e trattati da ditte esterne, l'acqua industriale sarà inviata all'impianto di demineralizzazione e l'acqua demineralizzata integrata nel ciclo termico. A differenza dei desalinizzatori tradizionali, l'osmosi inversa non richiede l'impiego di prodotti chimici (acidi-alcali) e non genera conseguentemente acque inquinate di rifiuto che necessitino trattamenti depurativi o costi di smaltimento.

### Destinazione

Tutti i reflui industriali di cui sopra, eccetto le salamoie derivanti dall'impianto di desalinizzazione, saranno raccolti in una vasca finale e quindi inviati al sistema di trattamento, che dovrà garantire i parametri imposti dalla sopra citata normativa regionale prima dello scarico nel corpo d'acqua superficiale più vicino o assegnato dall'ente competente.

Trattandosi di reflui "industriali", nella valutazione della richiesta di autorizzazione allo scarico che si inoltrerà all'ente competente (Comune di Villasor o di Decimoputzu) potrà essere coinvolta anche l'ARPAS.

### **6.2.3.3. Acque non contaminate**

Le acque non contaminate sono:

- Acque meteoriche non contaminate: una volta riempita la vasca di prima pioggia, dimensionata per trattare i primi 5 mm di pioggia di ogni evento piovoso, le acque meteoriche saranno automaticamente deviate verso le canalizzazioni di raccolta delle acque pluviali, a cui sono anche conferite tutte le acque meteoriche provenienti dal campo solare e dalle aree del Power Block in cui non si prevede la presenza di olio.
- Acqua lavaggio specchi: l'acqua demineralizzata prodotta dall'impianto a partire dall'acqua industriale verrà in parte utilizzata per la pulizia degli

<b>FLUMINI MANNU</b>	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

specchi del campo solare. Nonostante l'ipotesi di utilizzo dell'innovativa tecnica della "micronebulizzazione a getto orientato ad alta pressione (200 bar)" della tedesca VOITH GMBH, che prevede l'impiego di soli 6 litri di acqua demineralizzata per ogni singolo modulo di collettore (circa 12 metri di lunghezza) a lavaggio per un totale di circa 605 m<sup>3</sup>/anno, si è considerato, cautelativamente, un consumo di 10.000 m<sup>3</sup>/anno facendo riferimento agli attuali standard in uso.

L'acqua utilizzata per i lavaggi non può essere considerata acqua contaminata e, percolando sulle superfici del campo solare, verrà smaltita attraverso la rete di drenaggio delle acque meteoriche.

### Destinazione

Le acque meteoriche ricadenti sul campo solare e le altre acque non contaminate saranno scaricate in corpi idrici superficiali presenti nell'area circostante tramite la rete di drenaggio.

Il progetto preliminare della sistemazione idraulica dell'area, e quindi della rete di drenaggio da realizzare, è già stato inoltrato al consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale e al Genio Civile di Cagliari.



**Figura 108: Esempio evaporation pond in una centrale CSP**

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **6.2.4. RIFIUTI SOLIDI E LIQUIDI**

### **6.2.4.1. Rifiuti Liquidi**

Si prevede la produzione delle seguenti tipologie di rifiuto:

- *Eventuali perdite dal sistema di condizionamento chimico*

Sono previsti sistemi di condizionamento chimico per il circuito acqua-vapore.

I sistemi di additivazione dei reagenti, realizzati ciascuno all'interno di un cabinato nel quale sono presenti i serbatoi di diluizione e le pompe dosatrici, saranno installati in corrispondenza di un piazzale, sul quale verranno depositati i fusti contenenti i reagenti e le pompe che li immettono nei serbatoi di diluizione.

Tutta l'area relativa a ciascun sistema di condizionamento sarà realizzata in calcestruzzo, opportunamente delimitata da un cordolo, e rivestita con vernice antiacido.

Apposite pendenze di compluvio convoglieranno tutte le eventuali perdite in un pozzetto dal quale una tubazione porterà i reflui in un serbatoio in polietilene installato all'interno di una vasca in calcestruzzo armato con cordolo di contenimento, impermeabilizzata esternamente e rivestita internamente con prodotti antiacido e munita di tettoia di copertura.

Tali rifiuti liquidi saranno periodicamente avviati a trattamento esterno tramite ditte autorizzate.

- *Altri rifiuti liquidi*

Occasionalmente saranno prodotti in impianto modesti quantitativi di rifiuti liquidi, quali:

- Resine di scarico;
- Occasionali sversamenti di prodotti chimici di rigenerazione delle resine (acido e soda caustica), raccolti negli appositi bacini di contenimento in cui sono alloggiati i serbatoi di stoccaggio;
- Residui di prodotti per la pulizia dei serbatoi;
- Lubrificanti esausti e residui di purificazione.

Tali reflui saranno inviati a trattamento esterno tramite ditte autorizzate.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

#### **6.2.4.2. Rifiuti solidi**

Le principali tipologie di residui solidi prodotti dall'impianto saranno:

- Rifiuti generati dall'attività di manutenzione, pulizia, ecc.;
- Residui derivanti dalla pulizia di filtri olio dei motori o oli lubrificanti delle varie apparecchiature meccaniche;

Tali rifiuti saranno inviati a smaltimento esterno tramite ditte autorizzate.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## 6.2.5. RUMORE

L'impianto ricade in una zona agricola, dal punto di vista del piano acustico la zona è classificata come "Classe III - aree di tipo misto" e dovranno essere, quindi, rispettati i limiti imposti dalla normativa comunale, o se non presente nazionale.

Classi di destinazione d'uso del territorio	EMISSIONE		IMMISSIONE	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I - aree particolarmente protette	45	35	50	40
II - aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III - aree di tipo misto	55	45	60	50
IV - aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V - aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

**Figura 109: Limiti acustici delle varie classi di territorio**

L'analisi dei rumori attuali e la simulazione dei rumori prodotti dalla centrale, con confronto ai limiti di normativa, è stata affidata ad un tecnico specializzato, si rimanda alla documentazione della valutazione dell'impatto acustico allegata.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **6.2.6. TRAFFICO**

### **6.2.6.1. Fase di cantiere**

Il traffico veicolare connesso alla fase di cantiere è principalmente legato alla fase di realizzazione delle fondazioni in calcestruzzo armato, al trasporto dei componenti del campo solare e della Power Block, e all'accesso in cantiere del personale.

I flussi orari massimi giornalieri di mezzi pesanti coincideranno con la fase di preparazione dell'area e con la fase di getto delle fondazioni e parallelo montaggio delle strutture in carpenteria metallica.

Nella fase di primo riempimento dell'impianto è previsto il trasporto in ingresso di circa 25.000 t della miscela salina da utilizzare come fluido termovettore.

Ipotizzando una portata unitaria di 15 t risultano complessivamente necessari circa 1.650 viaggi in-out.

Se si decidesse di riempire l'impianto in 40 giorni lavorativi risulterebbe un flusso di 41 mezzi/giorno pari a circa 6/7 mezzi/ora su 6 ore giornaliere.

### **6.2.6.2. Fase di esercizio**

Il flusso di traffico in fase di esercizio sarà di modesta entità e prevalentemente connesso con il flusso pendolare dei lavoratori, con il trasporto dell'acqua di mare tramite autobotti e con il trasporto saltuario dei reagenti per il trattamento delle acque, dei ricambi e altro materiale di consumo.

Complessivamente i flussi di mezzi pesanti attesi saranno mediamente dell'ordine di poche unità giornaliere.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

### **6.2.7. RADIAZIONI IONIZZANTI E NON IONIZZANTI**

L'impianto non è una sorgente di radiazioni ionizzanti.

Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti queste derivano principalmente dalla Stazione elettrica di Trasformazione MT/AT interna all'area d'impianto e dalla linea elettrica interrata alla tensione di 150 kV di connessione tra la stessa stazione di trasformazione e la Cabina Primaria "Villasor 2" per la connessione dell'impianto alla RTN.

La valutazione di questo aspetto è stata trattata nell'allegata Relazione descrittiva delle opere di connessione.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **7. STIMA DEL PERSONALE ADDETTO**

### **7.1. FASE DI CANTIERE**

Durante la fase di cantiere saranno presenti varie squadre di operai, secondo i lavori da svolgere, che dovranno procedere contemporaneamente al fine di avanzare in modo omogeneo nella costruzione della centrale.

La stima prevede la presenza contemporanea di circa 150/200 unità, con picchi anche doppi nei momenti dei montaggi elettromeccanici.

Con riferimento ai casi analoghi precedenti, nella fase di costruzione si prevede che saranno impiegati un totale di oltre 1.500 lavoratori annui.

### **7.2. FASE DI ESERCIZIO**

Il personale che lavorerà nella centrale si divide fra personale operativo e personale manutentivo.

Si stima che la centrale occuperà all'incirca 70 lavoratori/anno, fra diretti (personale operativo) e indiretti (ditte esterne di manutenzione).

#### **7.2.1. PERSONALE OPERATIVO**

Il personale addetto all'esercizio dell'impianto sarà costituito da personale giornaliero e turnisti, in particolare saranno presenti le seguenti figure professionali:

- Un Capo Centrale
- Addetti Amministrativi
- Capi Turno
- Operatori turnisti

Il numero di lavoratori per figura professionale sarà deciso in base alle esigenze che si risconteranno al momento della messa in esercizio dell'impianto e potrà essere

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

variato secondo le necessità dei vari periodi dell'anno e della giornata.

Le altre mansioni, come per esempio la gestione del magazzino, le pulizie e gli altri servizi accessori, saranno affidati a ditte esterne.

### **7.2.2. PERSONALE MANUTENTIVO**

Sarà necessario programmare un piano manutentivo per la centrale, suddiviso per le componenti principali che la compongono.

Tale piano sarà definito sulla base delle indicazioni dei vari fornitori delle apparecchiature.

Oltre ad un responsabile della Manutenzione di Centrale saranno presenti degli specialisti per la manutenzione delle parti meccaniche, elettriche e strumentali.

I lavori di manutenzione, sia ordinari sia straordinari, saranno appaltati a ditte esterne.

L'impianto prevede anche delle opere di mitigazione, di tipo naturale (i.e. siepi alberate e arbustive), per le quali è stato predisposto un opportuno progetto di concerto con le figure professionali del settore (vedasi Relazione Agronomica allegata e Tav. A\_09).

Anche la manutenzione del verde che compone tali opere di mitigazione, che potrà comprendere la cura e la gestione di colture e frutteti, sarà appaltata a ditte esterne o cooperative create ad hoc.

<b>FLUMINI MANNU</b>	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "FLUMINI MANNU"</i>	
	<b>Relazione Tecnico-Descrittiva</b>	

## **Note sulla redazione del progetto**

---

Al fine della redazione della presente relazione è stata consultata la documentazione di settore in forma di bibliografia, pubblicazioni, articoli e notizie reperite da siti web specializzati.

Fondamentale il know how messo a disposizione dai principali partner del progetto: Archimede Solar Energy, ENEA, Sener Group e Chiyoda.

Grazie alla loro esperienza e conoscenza del settore solare termodinamico, gli stessi hanno fornito le informazioni indispensabili allo svolgimento di una progettazione completa dell'opera che si intende realizzare.

Sono state consultate le normative di tutti i settori coinvolti, a livello comunitario, nazionale, regionale e locale.