

Proponente

GONNOSFANADIGA LTD

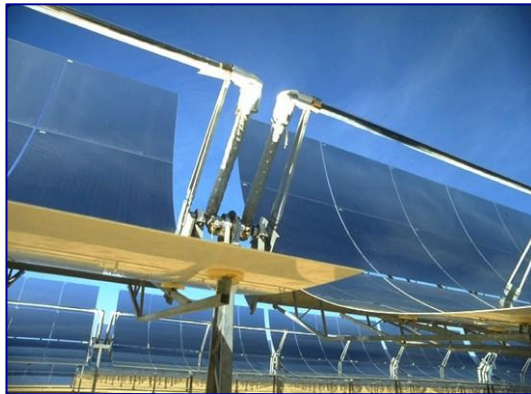
GONNOSFANADIGA LIMITED

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

**Provincia del Medio-Campidano
Comuni di Gonnosfanadiga e Guspini**

Nome progetto

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



VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE

Titolo Documento:

VOLUME 2: "QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE"

Sviluppo:



Energogreen Renewables S.r.l.

Via E. Fermi 19, 62010 Pollenza (MC)

www.energogreen.com

e-mail: info@energogreen.com

Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento
0	02/2014	Emissione per Istanza di VIA	GN_QPROGET001
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata			

Gruppo di lavoro Energogreen Renewables:




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

- 1. Dott. Ing. Cecilia Bubbolini*
- 2. Dott. Ing. Loretta Maccari*
- 3. Dott. Ing. Carlo Foresi*
- 4. Dott. Ing. Devis Bozzi*


Consulenza Esterna:

- Dott. Arch. Luciano Viridis: Analisi Territoriale*
- Dott. Manuel Floris: "Rapporto Tecnico di Analisi delle Misure di DNI - Sito Gonnosfanadiga (VS)"*
- 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.r.l.: "Rapporto Preliminare di Sicurezza"*


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

INDICE


1. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	6
1.1. LA TECNOLOGIA SOLARE TERMODINAMICA	9
1.1.1. <i>Analisi delle Alternative Tecnologiche per il Solare Termodinamico a Concentrazione (CSP).....</i>	11
1.1.2. <i>Storia e Prospettive della Tecnologia Solare Termodinamica.....</i>	13
1.1.2.1. Il Solare Termodinamico in Italia - Prospettive di Sviluppo	19
1.1.2.1.1. La Situazione Normativa Italiana.....	21
1.1.3. <i>L'Impianto "GONNOSFANADIGA": Scelta Tecnologica</i>	24
1.1.4. <i>L'Impianto "GONNOSFANADIGA": Il Sito.....</i>	25
1.1.4.1. Proprietà e Disponibilità delle Terre.....	33
1.2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO IN PROGETTO.....	34
1.2.1. <i>Sottosistema Solare Termodinamico</i>	39
1.2.1.1. Il Campo Solare	39
1.2.1.1.1. I Collettori Parabolici Lineari	43
1.2.1.2. Il Sistema di Accumulo Termico.....	49
1.2.1.3. Il Fluido Termovettore.....	55
1.2.2. <i>Sottosistema Blocco di Potenza.....</i>	58
1.2.2.1. Generatore di vapore	60
1.2.2.2. Turbina a Vapore.....	62
1.2.2.3. Sistema di Condensazione e di Raffreddamento	64
1.2.2.4. Degasatore.....	66
1.2.2.5. Caldaia di primo avviamento.....	66
1.2.3. <i>Riscaldatori Ausiliari.....</i>	67
1.2.4. <i>BOP - Sistemi Ausiliari.....</i>	68
1.2.5. <i>Opere civili.....</i>	72
1.2.5.1. Preparazione dell'area	76
1.2.5.2. Fondazioni.....	78
1.2.5.3. Caratteristiche degli Edifici	80
1.2.5.4. Viabilità e Infrastrutture	81
1.2.6. <i>Programma dei Lavori e Descrizione della Fase di Cantiere.....</i>	82
1.2.7. <i>Stima del Personale Addetto</i>	84
1.2.7.1. Fase di Cantiere.....	84
1.2.7.2. Fase di Esercizio.....	84
1.2.7.2.1. Personale Operativo	84
1.2.7.2.2. Personale Manutentivo	85

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

<i>1.2.8. Rispetto dei Vincoli Imposti per L'incentivazione</i>	86
1.3. INDIVIDUAZIONE DELLE INTERFERENZE AMBIENTALI	88
<i>1.3.1. Risorse Utilizzate</i>	88
1.3.1.1. Fase di Cantiere	88
1.3.1.2. Fase di Esercizio	88
1.3.1.2.1. Sole.....	89
1.3.1.2.2. Acqua	89
1.3.1.2.3. Sali Fusi – Fluido Termovettore e Accumulo Termico.....	94
1.3.1.2.4. Carburante: Gasolio	94
1.3.1.2.5. Lubrificanti, Reagenti ed altri materiali di consumo	94
<i>1.3.2. Emissioni ed Interferenze Ambientali</i>	96
1.3.2.1. Emissioni in Atmosfera	96
1.3.2.2. Rilasci nel Suolo	98
1.3.2.3. Scarichi liquidi.....	99
1.3.2.4. Rifiuti solidi e liquidi	102
1.3.2.4.1. Rifiuti Liquidi	102
1.3.2.4.2. Rifiuti solidi	103
1.3.2.5. Rumore.....	104
1.3.2.5.1. Fase di cantiere	104
1.3.2.5.2. Fase di esercizio	104
1.3.2.6. Traffico.....	106
1.3.2.6.1. Fase di cantiere	106
1.3.2.6.2. Fase di esercizio	106
1.3.2.7. Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	107
<i>1.3.3. Rischio di incidenti rilevanti e malfunzionamenti di rilevanza ambientale</i> ...	108
1.3.3.1. Rischio di Incidenti Rilevanti.....	111
1.3.3.1.1. Analisi preliminare per individuare aree critiche di attività industriale	115
1.3.3.1.2. Eventi principali ragionevolmente prevedibili che potrebbero dare luogo ad un rilascio e le relative modalità di accadimento.....	118
1.3.3.1.3. Circostanze nelle quali possono essere massime le conseguenze dei rilasci e stima delle aree interessate	121
1.3.3.1.4. Misure adottate per prevenire i rilasci di Sali Fusi.....	125
1.3.3.1.5. Precauzioni e/o coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione dell'impianto	129
1.3.3.1.6. Norme di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo e degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche e le scariche elettrostatiche.....	130
1.3.3.1.7. Norme e/o criteri utilizzati per la progettazione dei sistemi di scarico di pressione (valvole di sicurezza, dischi di rottura, ecc.) per i recipienti di processo.....	133
1.3.3.1.8. Norme e/o criteri utilizzati per il progetto dei recipienti, dei serbatoi e delle tubazioni	133
1.3.3.1.9. Procedure particolari di controllo per la fabbricazione e l'installazione delle apparecchiature..	134
1.3.3.1.10. Sistemi di rilevamento gas e/o rilevazioni incendi e pulsanti di emergenza.....	134
1.3.3.1.11. Prodotti di combustione derivanti da eventuali incendi di sostanze presenti nell'impianto	135
1.3.3.1.12. Circostanze che possono produrre interazioni dirette tra gli effetti di incendio ed esplosione con	


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

le parti di impianto ove vengano processate o depositate sostanze pericolose	135
1.3.3.1.13. Analisi dei possibili effetti domino	135
1.3.3.1.14. Sistemi previsti per contenere una fuoriuscita di sostanze infiammabili	136
1.3.3.1.15. Manuale Operativo	136
1.3.3.1.16. Fonti di rischio mobile.....	136
1.3.3.1.17. Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, un cedimento catastrofico delle strutture, dei serbatoi e delle tubazioni	136
1.3.3.1.18. Sistemi di prevenzione ed estinzione degli incendi ivi comprese le misure per lo sfollamento nonché i lineamenti del piano di emergenza interno	137
1.4. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA.....	139
<i>1.4.1. Descrizione delle Opere Elettriche</i>	<i>141</i>
1.4.1.1. Elettrodoto Interrato	141
1.4.1.2. Connessione alla Linea AT: Nuovo Stallo in Stazione Elettrica	149


CONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "CONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

INDICE FIGURE

Figura 1: Inquadramento impianto CSP "Gonnosfanadiga" su Carta Tecnica Regionale	8
Figura 2: Schema di principio di un impianto solare a concentrazione	10
Figura 3: Tipologie impianti CSP	11
Figura 4: Andamento delle installazioni CSP	15
Figura 5: Zone Idonee per installazioni CSP	26
Figura 6: Inquadramento Area Impianto su Ortofoto	27
Figura 7: Area Impianto: Vista da Strada Statale 197	28
Figura 8: Viabilità di accesso al sito di progetto	29
Figura 9: SS 197 - Intersezione strada esistente lato ovest Area Impianto	30
Figura 10: Strada esistente lato ovest Area Impianto.....	30
Figura 11: SS 197 - Intersezione con SP 72 ad est dell' Area Impianto	30
Figura 12: SS 197 - Intersezione con strada esistente lato est Area Impianto	31
Figura 13: Strada esistente lato sud Area Impianto	31
Figura 14: Impianto in progetto "Gonnosfanadiga" - Inquadramento Ingressi	32
Figura 15: Schema di flusso generale impianto CSP	34
Figura 16: Collettore parabolico lineare LAT 8.0	40
Figura 17: Collettore parabolico lineare SNT2	40
Figura 18: Schema della distribuzione del campo solare -Sezioni.....	42
Figura 19: Collettore parabolico LAT 8.0 m - SCE	44
Figura 20: Drive & Tracker Pylon con Meccanismo di Trazione Tradizionale - Pistoni paralleli.....	45
Figura 21: Drive & Tracker Pylon LAT 8.0 m - Pistoni in serie	45
Figura 22: Specifiche Tubo Ricevitore HCEMS-11	48
Figura 23: Assetto d'impianto con accumulo indiretto a doppio serbatoio	49
Figura 24: Assetto d'impianto con accumulo diretto a doppio serbatoio	49
Figura 25: Esempio struttura delle fondamenta di un serbatoio raffreddate ad aria	52
Figura 26: Parete multistrato	53
Figura 27: Serbatoi di Accumulo - Esempio	54
Figura 28: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "diretto"	55
Figura 29: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "indiretto"	55
Figura 30: Schema di funzionamento di impianti CSP ad olio e a sali fusi	57
Figura 31: Schema di Flusso Ciclo Termico	58
Figura 32: Simulazione Power Block.....	59
Figura 33: Scambiatore a fascio tubiero e mantello	60
Figura 34: Turbina a Vapore e Alternatore	62
Figura 35: Turbina Siemens SST-700.....	63
Figura 36: Hexacool System: Principio di funzionamento	64

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

<i>Figura 37: Hexacool System: componenti principali</i>	<i>65</i>
<i>Figura 38: Hexacool System: Immagine</i>	<i>65</i>
<i>Figura 39: Esempio di Degasatore.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 40: Modello tridimensionale Impianto - Particolare Power Block (Vista Sud-Ovest)</i>	<i>73</i>
<i>Figura 41: Modello tridimensionale Impianto - Particolare Power Block (Vista Nord-Est).....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 42: Esempio colorazione camino termovalorizzatore A2A Brescia.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 43: Inquadramento Intervento su Carta Tecnica Regionale.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 44: Esempio applicazioni settore fotovoltaico di pali a vite.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 45: Aree di cantiere provvisorie ipotetiche</i>	<i>83</i>
<i>Figura 46: Superficie captante collettore parabolico.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 47: "Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants" - Appendix AA "Water use study"</i>	<i>90</i>
<i>Figura 48: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA - Vista Aerea.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 49: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA</i>	<i>92</i>
<i>Figura 50: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA - Momento di tracimazione.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 51: Elenco tipo di macchinari impiegati in fase di cantiere</i>	<i>104</i>
<i>Figura 52: Riepilogo dati sorgenti sonore considerate.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 53: Esempio Raccordo Tubazioni - Tubi Ricevitori</i>	<i>110</i>
<i>Figura 54: Esempio Valvole di interruzione flusso Fluido</i>	<i>110</i>
<i>Figura 55: Esempio Valvole di interruzione flusso Fluido</i>	<i>110</i>
<i>Figura 56: Indici di Rischio</i>	<i>117</i>
<i>Figura 57: Principali Standard di Progettazione.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 58: Principali Regolamenti per Componenti e Sistemi.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 59: Inquadramento Elettrodotta di Connessione su Ortofoto (Progetto Preliminare)</i>	<i>140</i>
<i>Figura 60: Caratteristiche cavo Nexans</i>	<i>141</i>
<i>Figura 61: Sezione Cavo AT tipo</i>	<i>142</i>
<i>Figura 62: Modalità di posa dei cavi interrati.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 63: Sezioni tipo posa cavo interrato in piano</i>	<i>143</i>
<i>Figura 64: Sezioni tipo posa cavo interrato a trifoglio</i>	<i>143</i>
<i>Figura 65: Tipo Ancoraggio Canalette per Cavi</i>	<i>144</i>
<i>Figura 66: Esempio raccordo zancatura e trincea</i>	<i>145</i>
<i>Figura 67: Esempio attraversamento teleguidato o microtunneling.....</i>	<i>145</i>
<i>Figura 68: Tipo Camera Giunti: Sezione e Pianta.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 69: Esempio di cavo unipolare idoneo ed inglobante fibra ottica</i>	<i>148</i>
<i>Figura 70: Esempio di cavo in fibra ottica esterno</i>	<i>148</i>
<i>Figura 71: Esempio stallo in Stazione Elettrica in entra-esce sulla linea RTN - Sezione</i>	<i>149</i>
<i>Figura 72: Esempio stallo in Stazione Elettrica in entra-esce sulla linea RTN - Pianta</i>	<i>150</i>
<i>Figura 73: Esempio stallo in Stazione Elettrica.....</i>	<i>150</i>

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

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 agricole abbandonate, le aree desertiche, 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) potendo quindi fornire occupazione e opportunità di sviluppo per le aziende locali.


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

In Italia, quindi, risulta abbastanza difficile prevedere una forte diffusione di tali centrali, ma è 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 quadro le aziende italiane che hanno sviluppato soluzioni tecnologiche innovative e che si stanno impegnando in questa fase per entrare nel mercato vanno

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

sostenute attraverso progetti dimostrativi in Italia e opportune politiche di supporto all'esportazione.

Il progetto in oggetto consiste, per l'appunto, in una centrale solare termodinamica (CSP - Concentrating Solar Power) di potenza lorda pari a 55 MWe, denominata "Gonnosfanadiga".

La centrale produrrà energia elettrica da introdurre nella Rete di Distribuzione Nazionale, attraverso un elettrodotto che congiunge la stessa al punto di connessione, individuato da Terna SpA nello stallo di in una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 220/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Sulcis-Oristano".

L'iniziativa, pertanto, prevede:

1. La realizzazione dell'impianto solare termodinamico;
2. La realizzazione della connessione elettrica in Alta Tensione (150 kV) fra la centrale e la nuova SE prevista da Terna SpA.

La costruzione di impianti CSP, come già scritto, è limitata da alcune scelte vincolanti legate all'irraggiamento solare e all'orientamento degli apparati concentratori (specchi parabolici, in questo caso) che captano la luce solare.


Nel valutare i siti possibili ad ospitare l'opera, l'assetto dei terreni ha assunto un'importanza fondamentale, che condiziona gli interventi da eseguire.

Infatti, il poter disporre di un'area estesa piana e livellata, o con modestissima pendenza, è stata considerata un'esigenza primaria.

L'importanza di questa prescrizione deriva dalla necessità di posizionare le batterie di specchi allineate, disposte su una struttura di supporto metallica a forte sviluppo lineare, fondata su un piano a una modesta altezza da terra e orientabile.

Inoltre, altra esigenza è che l'area sia il più possibile compatta nella forma, al fine di evitare eccessive pressioni per il flusso del fluido termovettore e perdite termiche in tutto il campo solare.

Il sito prescelto per l'impianto "Gonnosfanadiga" in oggetto ricade totalmente nel territorio del Comune di Gonnosfanadiga (VS), per un'estensione lorda totale di circa 232 ettari, zona classificata come "Zona E - agricola" dal piano urbanistico comunale vigente (Programma di Fabbricazione), e presenta le seguenti caratteristiche:

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- sufficiente livello di irraggiamento solare diretto al suolo ($DNI \approx 1893 \text{ kWh/m}^2$);
- 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.

Ovviamente l'area dovrà essere "sistemata" per soddisfare a pieno le esigenze progettuali, di seguito si riporta il layout dell'opera in progetto.

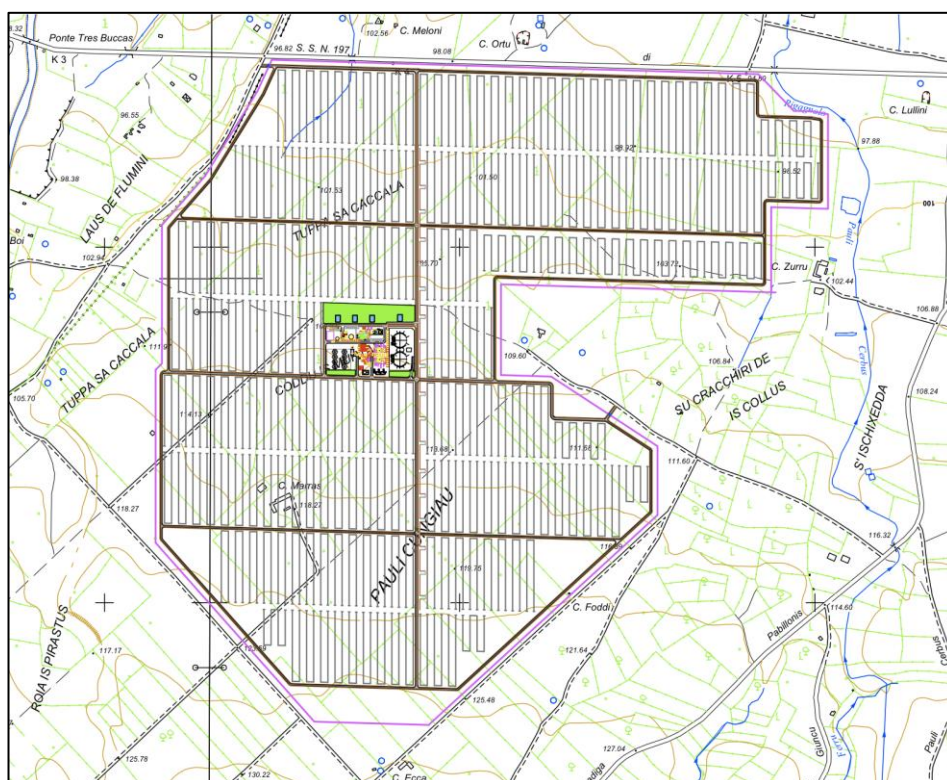



Figura 1: Inquadramento impianto CSP "Gonnosfanadiga" su Carta Tecnica Regionale

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1. 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 elevate insolazioni.

La tecnologia del solare termodinamico 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.

Lo schema di principio di un impianto CSP è descritto nella seguente Figura 2, 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

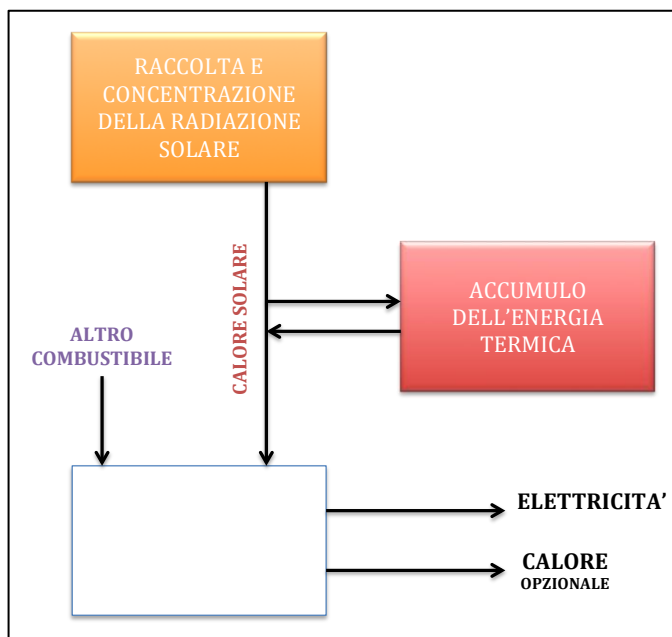



Figura 2: Schema di principio di un impianto solare a concentrazione

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.

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.1.1. ANALISI DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE PER IL SOLARE TERMODINAMICO A CONCENTRAZIONE (CSP)

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 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 diverse geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore e sono:

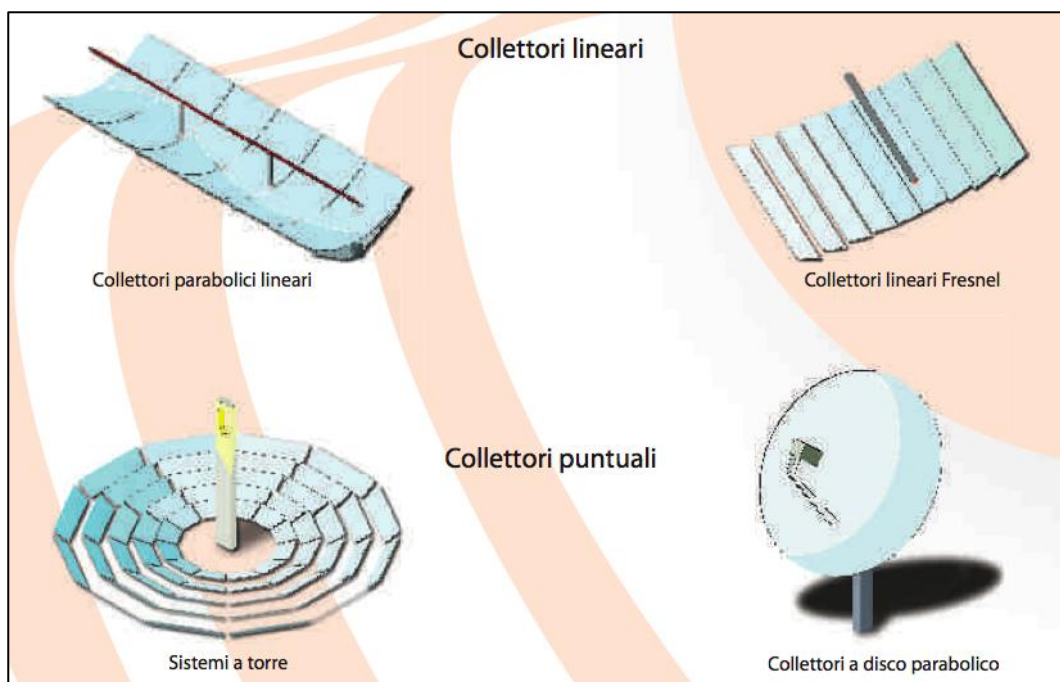



Figura 3: Tipologie impianti CSP

Un ulteriore parametro di caratterizzazione delle centrali solari termodinamiche è il 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

all'enorme rischio ambientale in caso di fuoriuscita accidentale, visto che gli oli diatermici sono sia infiammabili, che 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 per le popolazioni presenti nelle sue vicinanze.


Con i collettori solari, a parte per quelli a disco parabolico, 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 conversione in energia elettrica mediante cicli Rankine in turbomacchine (a vapor d'acqua o con fluidi organici).

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1.2. 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 anticipavano i concept attuali. Alla fine degli anni 70, Sandia National Labs 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 s'interruppe presto perché l'unica società privata che investì nello sviluppo di questa nuova tecnologia fallì.

Riprese poi 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 MWe, 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 MWe.

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

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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

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 corrisponde 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 sono stati connessi durante l'anno 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), si stanno realizzando in America, USA.

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- 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.

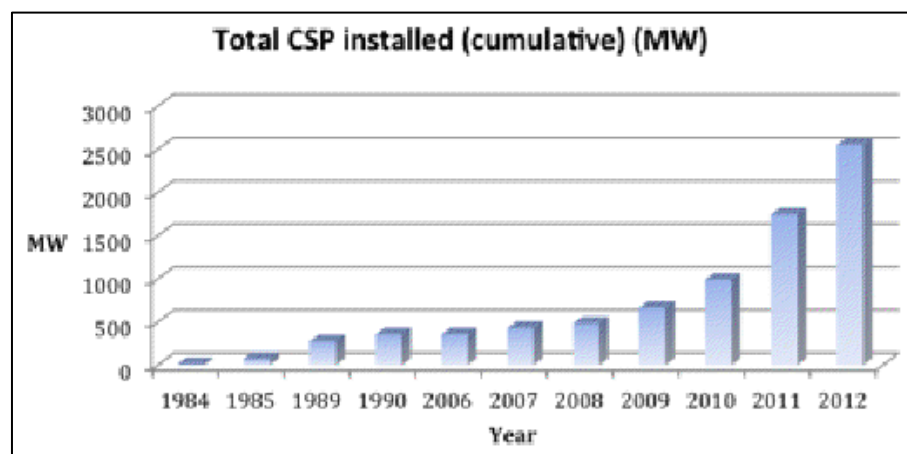



Figura 4: Andamento delle installazioni CSP

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 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).

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

La tecnologia dominante è, attualmente, quella dei collettori parabolici con quasi il 90% della potenza installata, le torri solari rappresentano all'incirca 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);
- 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 appaiano 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1.2.1. Il Solare Termodinamico in Italia - 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 medio-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, le aree non fertili o soggette alla desertificazione mediterranea e 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, puntano 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.


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 i tubi ricevitori, 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.

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 significativi segnali nella componentistica e nell'impiantistica in termini di investimenti e di incremento del personale addetto.

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.1.2.1.1. 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 (DM Sviluppo Economico 11 Aprile 2008).

Successivamente, in data 06/07/2012, 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 m²</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 m²</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 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

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

inferiore a: 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia superiore a 50.000 m²; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m²; 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 m²" è sostituito con "2.500.000 m²" e il termine "2016" è sostituito con "2020";*
- i) nell'articolo 12, comma 1, il termine "1.500.000 m²" è sostituito con "2.500.000 m²";*
- 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

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 m² (sostituito con 2.500.000 m²) di superficie captante cumulativa.*

Articolo 12

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


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 m²(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 m²; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m²;
- 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1.3. L'IMPIANTO "GONNOSFANADIGA": SCELTA TECNOLOGICA

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 un'ulteriore considerazione sui collettori parabolici lineari è il fatto che 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 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 e di aree pianeggianti e ben servite a livello di infrastrutture (viabilità e rete elettrica di distribuzione).

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1.4. L'IMPIANTO "GONNOSFANADIGA": 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 nel sassarese, in una zona più meridionale in provincia di Cagliari, nel Comune di Villasor e nell'adiacente Comune di Decimoputzu, e nel territorio del Comune di Gonnosfanadiga, provincia del Medio Campidano, nel versante sud-occidentale dell'isola.

Il progetto in oggetto riguarda l'area territoriale della provincia del Medio-Campidano, ricadente nel Comune di Gonnosfanadiga, zona classificata come "Zona E - Zona Agricola" dal piano urbanistico comunale vigente, scelta sulla base delle seguenti considerazioni:

- sufficiente livello di irraggiamento solare diretto al suolo ($DNI \approx 1893 \text{ kWh/m}^2$);
- 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

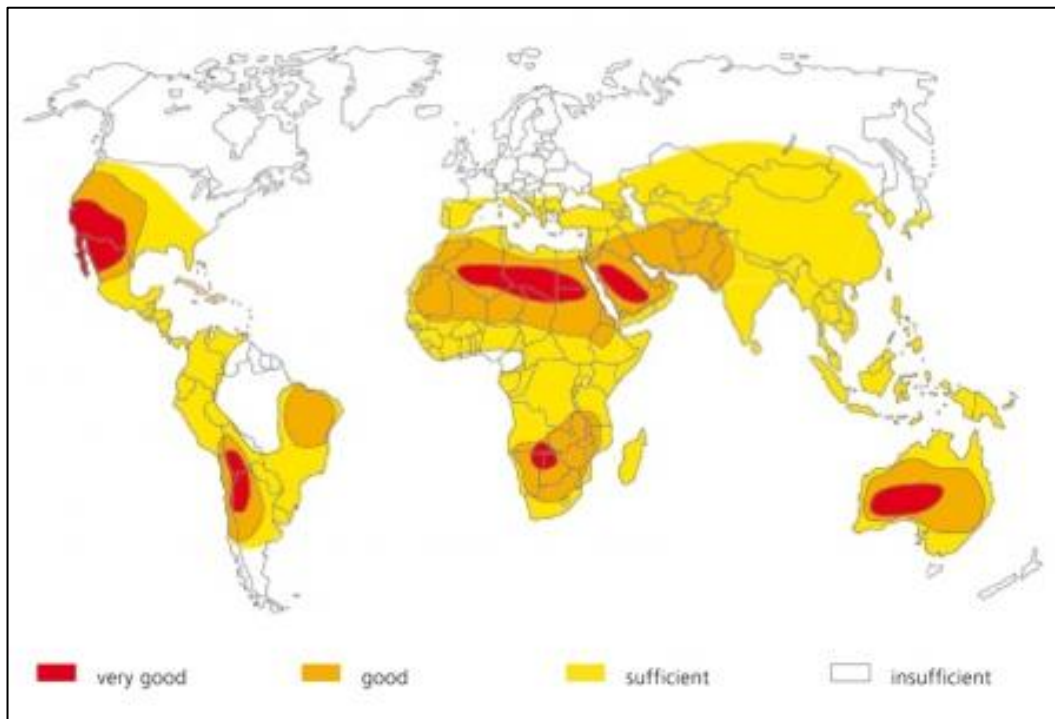


Figura 5: Zone Idonee per installazioni CSP

L'area prescelta per la realizzazione dell'impianto è ubicata, come già scritto, nel bordo occidentale della pianura del Campidano, nel Comune di Gonnosfanadiga, provincia del Medio-Campidano, all'interno del bacino idrografico "Flumini Mannu di Pabillonis".


L'area trova ubicazione, con quote da circa 100 a 125 m s.l.m., 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.

Tali rilievi, nel bordo occidentale sono rappresentati dai rilievi dell'Iglesiente, mentre a sud di Gonnosfanadiga iniziano le cime del complesso montuoso del Parco Regionale/Sito di Interesse Comunitario "Monte Linas - Marganai".

I centri abitati più vicini sono Guspini e Gonnosfanadiga, distanti rispettivamente circa 1.500 e circa 2.500 metri dal sito d'interesse.

Più distanti, oltre i 5.000 km, si trovano i centri abitati di Arbus, Pabillonis, San Gavino Monreale e Villacidro.

La superficie topografica è sub-pianeggiante, debolmente pendente da sud-ovest

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

verso nord-est, regolare nello sviluppo ed interrotta solo localmente da deboli scarpate antropiche e da canali di bonifica affluenti del Riu Terra Maistus.

L'antropizzazione del sito, compiuta soprattutto nel dopoguerra e legata all'attività agricola, ha modificato la superficie topografica con la realizzazione di canalizzazioni e bonifiche effettuate con lo scopo di evitare ristagni d'acqua e impaludamenti, che erano frequenti, e tutt'oggi potenziali, in occasione di importanti eventi meteorici.

I terreni coinvolti sono classificati come agro-pastorali e attualmente sono utilizzati per il pascolo di bestiame, per la coltivazione di cereali e ulivi 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 232 ettari e perimetro pari a circa 7.320 m.

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

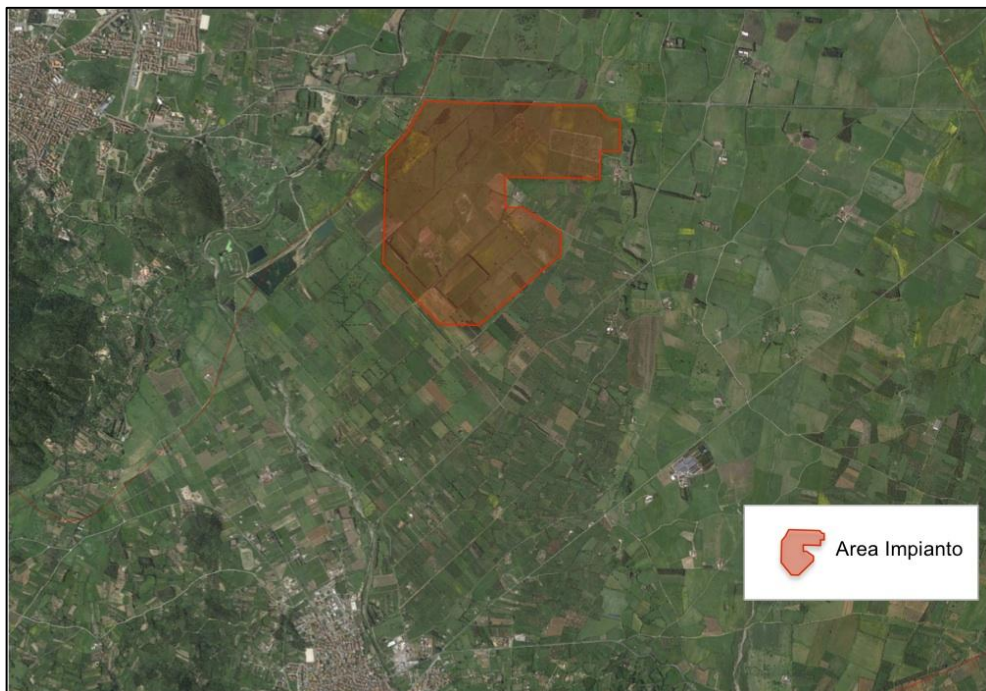



Figura 6: Inquadramento Area Impianto su Ortofoto

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

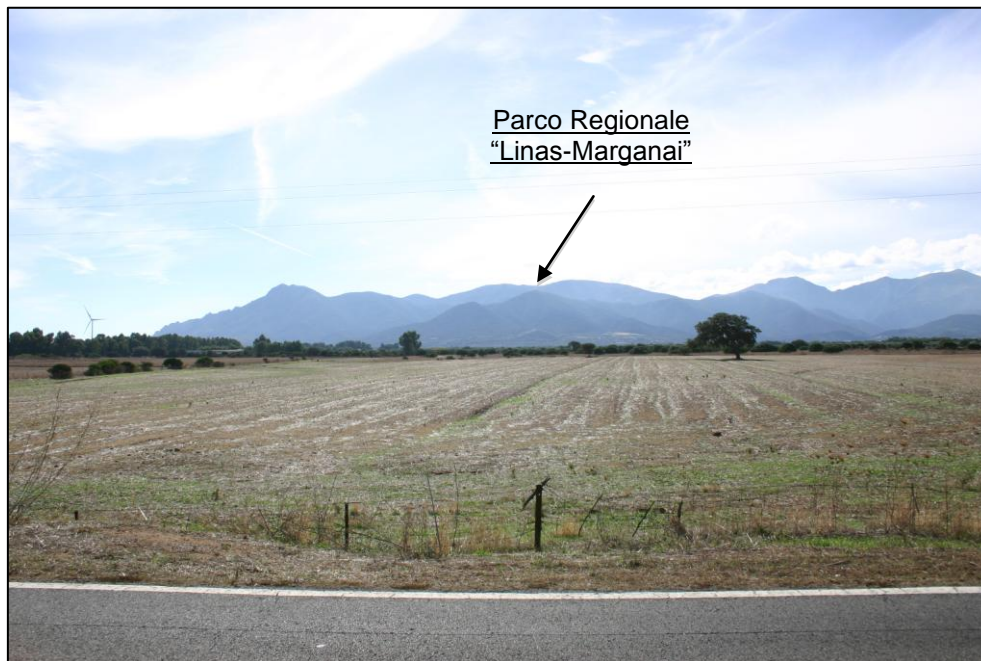


Figura 7: Area Impianto: Vista da Strada Statale 197

Il sito di progetto è raggiungibile tramite infrastrutture viarie esistenti.

A Nord dell'area passa la strada statale SS 197 di San Gavino e del Flumini, che collega il Medio Campidano con il Sarcidano e ad est corre in direzione nord-sud la strada provinciale SP72 (Figura 8).

Dalle due strade sopra dette, l'area d'impianto è raggiungibile tramite strade comunali minori.

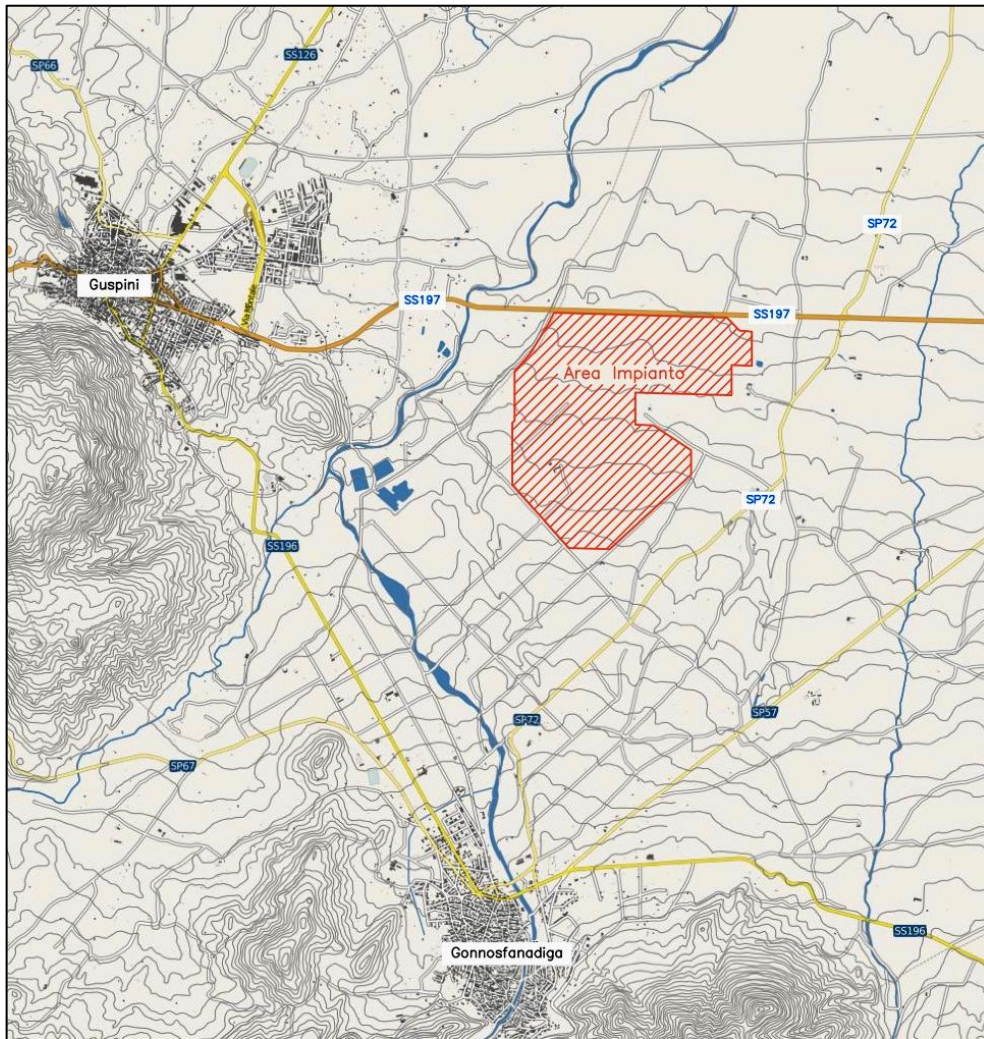


Figura 8: Viabilità di accesso al sito di progetto

Le Figura 9, Figura 11 e Figura 12 illustrano la SS 197 e l'intersezione della stessa con le strade esistenti che raggiungono il sito di progetto, la Figura 10 mostra la strada esistente ad ovest dell'area dell'impianto in progetto, la Figura 13 la strada esistente a sud.

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.


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	



Figura 9: SS 197 - Intersezione strada esistente lato ovest Area Impianto



Figura 10: Strada esistente lato ovest Area Impianto



Figura 11: SS 197 - Intersezione con SP 72 ad est dell' Area Impianto


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	



Figura 12: SS 197 - Intersezione con strada esistente lato est Area Impianto



Figura 13: Strada esistente lato sud Area Impianto

Si prevede che l'impianto abbia più accessi, il numero previsto in questa fase è di n. 2, se ritenuto necessario sarà variato in fase esecutiva.

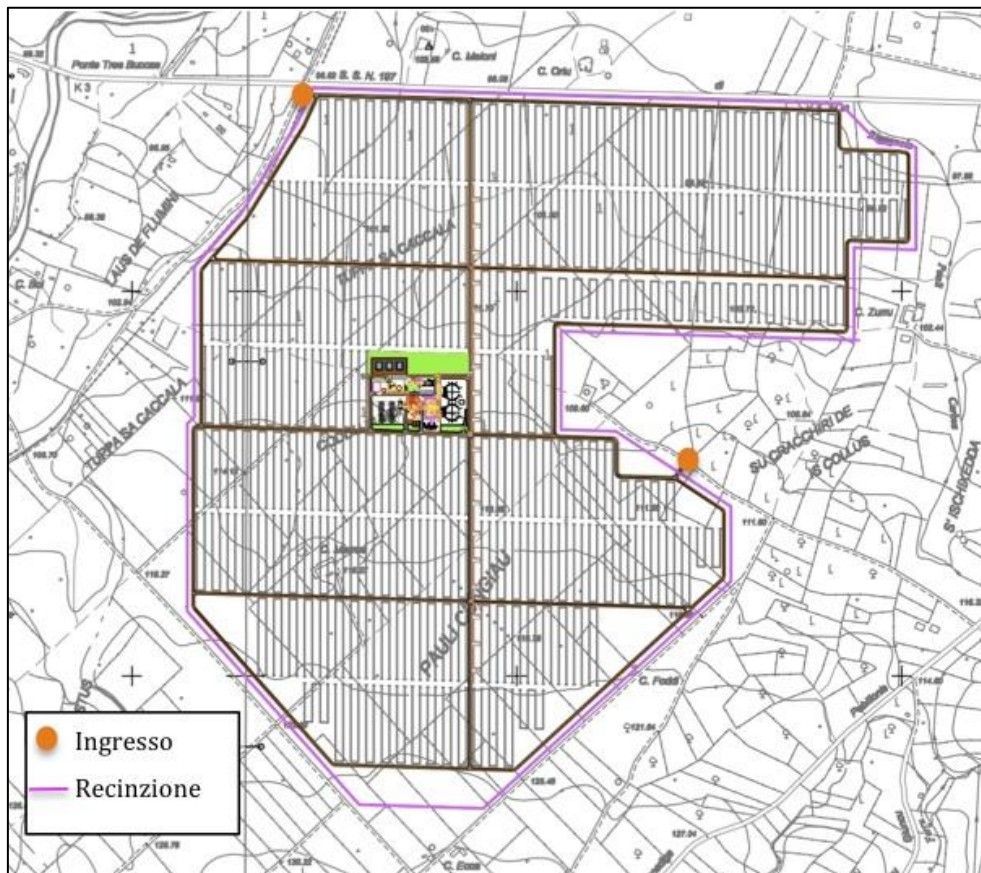



Figura 14: Impianto in progetto "Gonnosfanadiga" - Inquadramento Ingressi

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.1.4.1. Proprietà e Disponibilità delle Terre

L'area totale occupata dall'impianto in progetto è di circa 232 ettari.


Per quanto riguarda la proprietà di tale area, una porzione stimabile intorno al 51% 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO IN PROGETTO

L'impianto sarà articolato in sottosistemi:

- Sottosistema Solare Termodinamico:
 - Campo solare
 - Sistema di accumulo termico
- Sottosistema Blocco di Potenza
- Sottosistema BOP – Sistemi Ausiliari

Lo schema di flusso della centrale con evidenziate le parti principali che la compongono è riportato nella successiva Figura 15.

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

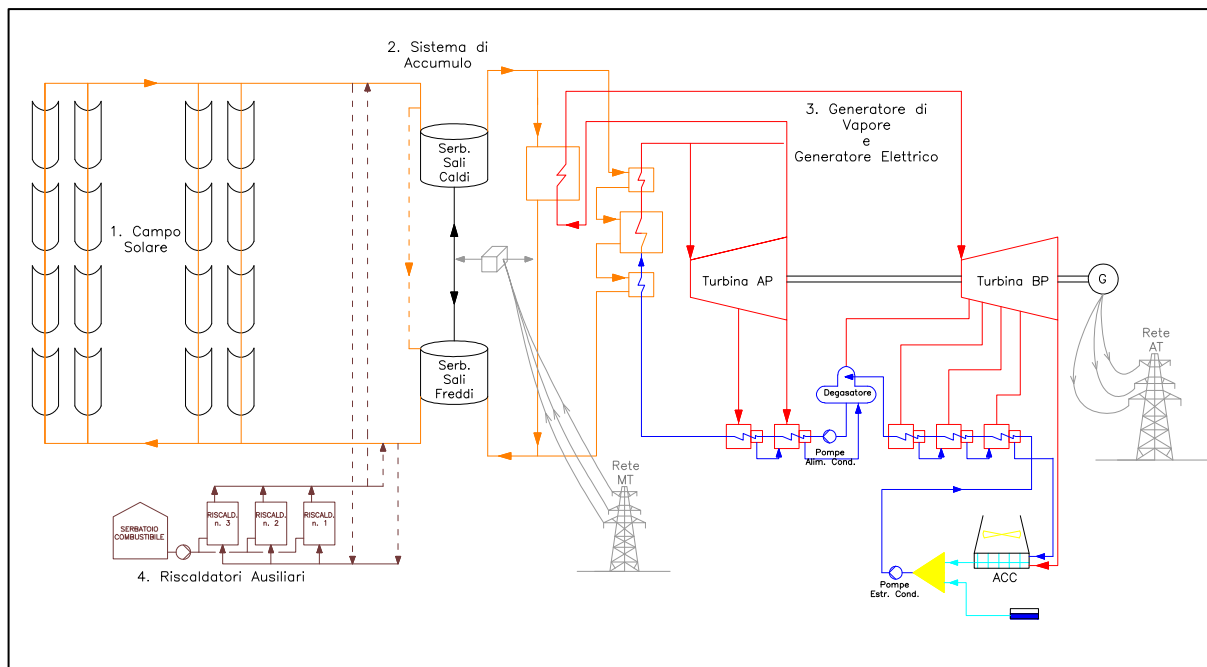



Figura 15: Schema di flusso generale impianto CSP

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

alimentare i consumi degli apparati ausiliari d'impianto quando ciò si riterrà necessario.

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) o un gruppo di continuità statico, per alimentare i carichi essenziali della centrale in casi eccezionali (ie. "Black-out" della rete elettrica di pubblica distribuzione).

L'impianto 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 da consentire il funzionamento dell'impianto (produzione di energia elettrica) senza richiedere l'integrazione con combustibili fossili o di altra natura.

L'impianto prevede tre stati di funzionamento, n. 2 operativi ed uno 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, se necessario, potranno essere scaldate tramite cavi scaldanti o altro sistema alimentati da energia elettrica;
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) dal calore generato dal bruciatore d'emergenza; il resto dell'impianto, completamente svuotato, non è mantenuto a temperatura.

Il ciclo produttivo prevede che l'impianto rimanga in stato *circolazione* 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 meteorologiche sono idonee.

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	


Nelle tabelle sottostanti sono riportate le caratteristiche principali dell'impianto, le prestazioni attese e gli stati operativi dello stesso.

SITO	-	Gonnosfanadiga (VS)
Elevazione media s.l.m.	m	115
Irraggiamento normale diretto medio annuo (DNI)	kWh/m ² anno	1.893
Numero di collettori (SCAs)	-	440
Numero di Stringhe (<i>loops</i>)	-	220
Superficie captante	m ²	675.840
Interasse collettori	m	20
Potenza elettrica impianto (lorda)	MW _e	55
Potenza elettrica impianto (netta)	MW _e	50
Potenza termica impianto (cond. standard)	MW _t	~ 420
Accumulo termico nominale	Ore/MWh _t	15/2.057
Ore equivalenti di produzione solare	h/anno	4.100
Produzione elettrica netta annua solare	GWh _e /anno	205

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

STATO OPERATIVO	CODICE	DESCRIZIONE
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.

Esistono, poi, stati straordinari di funzionamento dell'impianto, relativi all'avviamento ed alle fasi di emergenza o comunque dipendenti dalle scelte gestionali dello stesso.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.1. SOTTOSISTEMA SOLARE TERMODINAMICO

1.2.1.1. 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.


CAMPO SOLARE - OPZIONE 1		
Collettore (SCE)	<i>LAT 8.0 m (Gossamer-3M)</i>	
	Lunghezza	12 metri
	Larghezza	8 metri
	n. tubi ricevitori	3
Tube Ricevitore	<i>HCEMS-11 (ASE)</i>	
	Diametro	70 mm
	Lunghezza	4060 mm
LOOP	220	
	n. SCA assemblati	2
SCA	440	
	n. SCE assemblati	16
	Lunghezza	c.a. 200 metri
	Larghezza	8 metri
Interlinea	20 m	
Superficie Captante totale	675.840 m ²	
Superficie lorda Impianto	circa 232 ettari	
Potenza Termica Campo Solare	circa 420 MWt	



Figura 16: Collettore parabolico lineare LAT 8.0



Figura 17: Collettore parabolico lineare SNT2

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

CAMPO SOLARE - OPZIONE 2		
Collettore (SCE)	<i>SNT2 optimized</i>	
	Lunghezza	12 metri
	Larghezza	6,868 metri
	n. tubi ricevitori	3
Tube Ricevitore	<i>HCEMS-11 (ASE)</i>	
	Diametro	70 mm
	Lunghezza	4060 mm
LOOP	<i>175</i>	
	n. SCA assemblati	4
SCA	<i>700</i>	
	n. SCE assemblati	14
	Lunghezza	173 metri
	Larghezza	6,868 metri
Interlinea	<i>14,5 m</i>	
Superficie Captante totale	<i>792.918 m²</i>	
Superficie lorda Impianto	<i>circa 227 ettari</i>	
Potenza Termica Campo Solare	<i>circa 420 MWt</i>	


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

Per il campo solare del progetto in oggetto sono stati scelti i nuovi moduli "LAT 8.0 m", prodotto innovativo di due aziende americane che hanno combinato la loro esperienza tecnologica.

Le due aziende sono la Gossamer Space Frames e la 3M che all'inizio del 2012 hanno inaugurato la parte di impianto "Sunray" (Dagget-California) dove sono stati installati dei loops dimostrativi del collettore LAT 7.3 (7,3 metri di apertura) e alcune parti con apertura di 8 metri, LAT 8.0.

È da precisare che la scelta definitiva del tipo di modulo che verrà utilizzato, che potrebbe anche variare 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

L'area lorda dell'impianto rimarrà la stessa, mentre potranno variare i numeri dei vari componenti (vedasi tabelle precedenti) e la loro disposizione.

Nel layout che si presenta si sono disposti n. 440 SCAs di lunghezza pari a circa 200 metri, composti da 16 moduli ognuno, che vanno a comporre i 220 loops del campo solare, per una superficie captante totale pari a circa 675.840 m².

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).

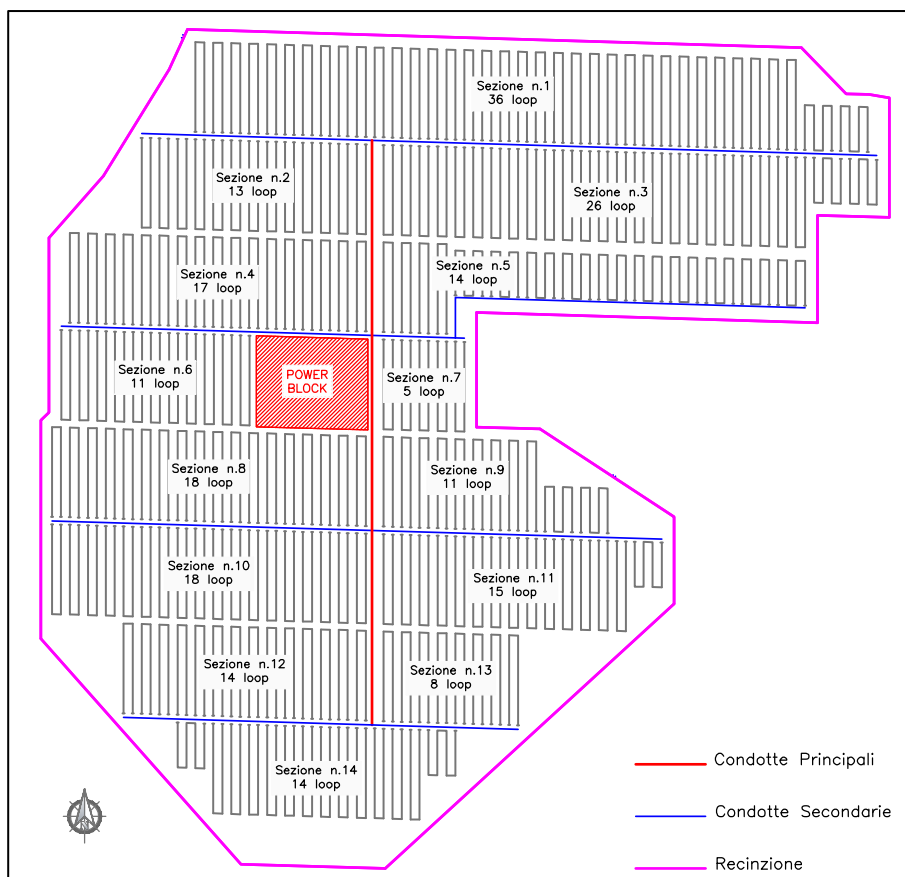



Figura 18: Schema della distribuzione del campo solare - Sezioni

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.1.1.1. 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.

Per il progetto in oggetto si è scelto, nell'attuale fase, il nuovo prodotto Gossamer Space Frames - 3M, il *LAT 8.0 m*, equipaggiato con il tubo ricevitore ASE HCEMS-11, ideato per il trasporto di Sali Fusi.

Il modello LAT 8.0 è un'evoluzione del modulo LAT 73, nato dalla collaborazione di due grandi aziende americane al fine di migliorare e ridurre i costi dei campi solari degli impianti CSP.

La 3M Company (*Minnesota Mining and Manufacturing Company*), è un'azienda multinazionale statunitense presente in tutto il mondo, fondata nel 1902.

Per la costruzione dei collettori parabolici lineari per gli impianti CSP, più precisamente nel modulo LAT 8.0 in oggetto, ha inserito la sua esperienza attraverso la superficie riflettente costituita non più da uno specchio, ma da un film sottile (Solar Mirror Film 1100).

La Gossamer SF, invece, si è introdotta nel mondo del solare termodinamico con la sua innovazione nelle strutture e nei sistemi di movimentazione delle stesse.

Le caratteristiche del modulo LAT 8.0 m sono :

1. Larghezza: 8 metri;
2. Lunghezza: 12 metri;
3. Distanza del fuoco della parabola: 2,00 metri circa;
4. Diametro del Tubo Ricevitore: 0,07 metri;
5. N. di Specchi: 20;
6. Numero di Tubi Ricevitori: 3.


GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	



Figura 19: Collettore parabolico LAT 8.0 m - SCE

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

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.

I collettori parabolici lineari possono effettuare solamente un inseguimento lungo un asse (*inseguimento monoassiale*), poiché il tubo assorbitore è posto lungo il fuoco del paraboloide, quindi lungo un asse.

Il meccanismo che permette lo spostamento del paraboloide, in genere di tipo idraulico basato su due cilindri, è installato al centro di un collettore, sul pilone centrale.

Il sistema idraulico tradizionale è basato su n. 2 pistoni paralleli (Figura 20), Gossamer Space Frames ha sviluppato una nuova tecnologia per il meccanismo di trazione, da installare sul pilone centrale.

Esso è denominato *Sun Lock* e basato su due pistoni, sempre idraulici, in serie (o allineati) piuttosto che in parallelo (Figura 21).


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	




Figura 20: Drive & Tracker Pylon con Meccanismo di Trazione Tradizionale - Pistoni paralleli



Figura 21: Drive & Tracker Pylon LAT 8.0 m - Pistoni in serie

Tale sistema, utilizzato nel collettore prescelto, presenta svariati vantaggi rispetto al sistema idraulico tradizionale con pistoni in parallelo:

- Minor spazio lasciato vuoto fra 2 moduli del collettore e conseguente incremento della superficie di tubo ricevitore colpito dai raggi solari concentrati;
- Carichi ridotti (grazie a bracci del momento più grandi) che consentono pistoni ridimensionati;

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- Movimentazione di SCA più lunghi (numero di moduli che formano il collettore maggiore);
- No assemblaggio in sito (elemento assemblato pronto all'uso);
- Speciale meccanismo di livellamento del collettore;
- Tempo di vita più lungo e maggior valore (minori costi di manutenzione);
- Elevata precisione angolare.

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

I ricevitori scelti per l'impianto in progetto sono il modello HCEMS-1, sviluppato e prodotto da Archimede Solar Energy con il contributo di ENEA, adatto 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.


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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

Principale caratteristica dell'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 NaNO_3 e KNO_3), quindi tra 260 °C a 580 °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.


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	



HCEMS11	
Caratteristiche del tubo di acciaio:	
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_3 e KNO_3
Caratteristiche del tubo di vetro:	
Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm
Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%) ^{1,2}	$\geq 96.6\%$ secondo standard ASTM [0.3...2.5 μm]
Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:	
Assorbanza solare ¹	$\geq 95.0\%$ secondo standard ASTM [0.3...2.5 μm]
Emissività termica ¹	$\leq 7.3\%$ @ 400°C; $\leq 10.3\%$ @ 550°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 550°C
Caratteristiche funzionali:	
Peso del ricevitore	~ 34 kg
Fluido termo-vettore	Miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3
Stato fisico del fluido termo-vettore	Liquido
Max. condizione operativa	< 30 barg alla massima temperatura operativa di 580°C
Perdita termica ^{1,3}	$\leq 255\text{W/m}$ at 400°C; $\leq 730\text{W/m}$ at 550°C (in assenza di schermi di copertura dei soffiati)
Pressione nell'annulus	< 1.0×10^{-4} mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento ($L_{\text{act}}/L_{\text{HSE, nom}}$)	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	Intervallo di temperatura operativa per miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3 : 290÷550°C

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

Figura 22: Specifiche Tubo Ricevitore HCEMS-11

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.1.2. Il Sistema 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 questo si deve ricorrere a sistemi di accumulo (storage) termico.

Nel caso in progetto lo storage è stato progettato al fine di estendere il periodo di operatività dell'impianto; in questo modo si riesce ad aumentare la frazione solare, ma ciò richiede un campo specchi con multiplo solare maggiore di 1.

Generalmente le dimensioni dell'accumulo, in questa modalità, variano dalle 3 alle 16 ore a pieno carico.

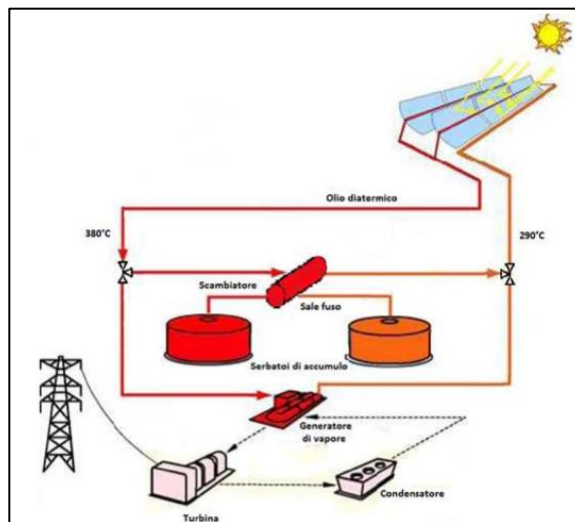


Figura 23: Assetto d'impianto con accumulo indiretto a doppio serbatoio

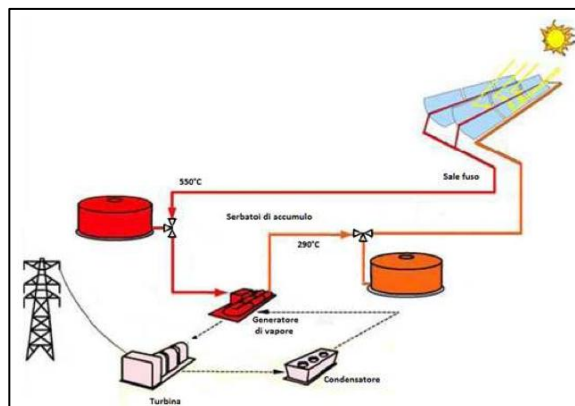



Figura 24: Assetto d'impianto con accumulo diretto a doppio serbatoio

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	


La tipologia scelta prevede un sistema di accumulo diretto a due serbatoi con sali fusi; si tratta di un impianto 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.

Il principale elemento del sistema di accumulo termico a sali fusi è il serbatoio (n.2 serbatoi gemelli).

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 aumentare 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

condizione di esercizio.

Tramite un'opportuna analisi 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_t.

Il volume dei serbatoi si è ricavato in base all'energia termica dell'accumulo ed è stato poi aumentato a seguito di considerazioni pratiche.

La quantità totale di liquido e la capacità del serbatoio sono state aumentate perché si è dovuto tener 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.

Per quanto concerne le due dimensioni del serbatoio (altezza H e diametro D), è stata fissata l'altezza pari a 14 m (esclusa la copertura a conchiglia), poiché risulta più conveniente avere un serbatoio più alto possibile e tale altezza non è mai superata, anche per serbatoi di grandi dimensioni, per motivi di carattere strutturale e costruttivo.

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.

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 materiali 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 basamento.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 (naturale o sospinta da ventilatori).

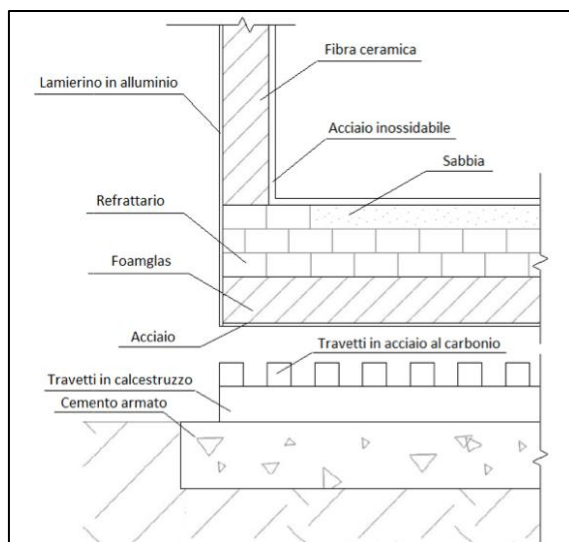



Figura 25: Esempio struttura delle fondamenta di un serbatoio raffreddate ad aria

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

Per quanto riguarda il tetto del serbatoio, 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.

Partendo dalla quantità di sali minima di circa 18.500 t, considerando le dispersioni termiche del serbatoio ($\cong 5\%$), il drenaggio del sale presente in tutto il campo solare e nel resto dell'impianto e le perdite termiche ad essi relative si è definita una dimensione del serbatoio e le relative dimensioni dell'accumulo termico:

- Quantità totale di sali $\cong 25.000$ t;
- Volume Sali $\cong 14.350$ m³;
- Volume Serbatoio $\cong 15.500$ m³;
- H= 14 metri;
- D_{int}= 37,5 metri;

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Lo spessore della parete multistrato può variare 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.

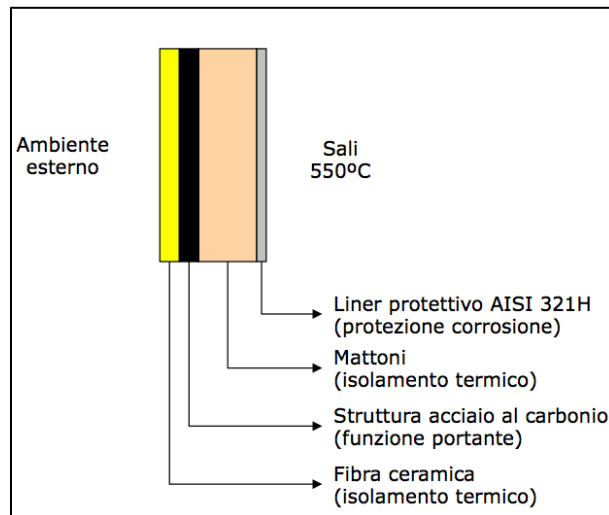


Figura 26: Parete multistrato

I due serbatoi, in accordo con le temperature operative di 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 variabile.



Figura 27: 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 alla fuoriuscita dell'intero quantitativo di fluido termovettore contemporanea ad una precipitazione di elevata intensità.

1.2.1.3. Il Fluido Termovettore

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 28).

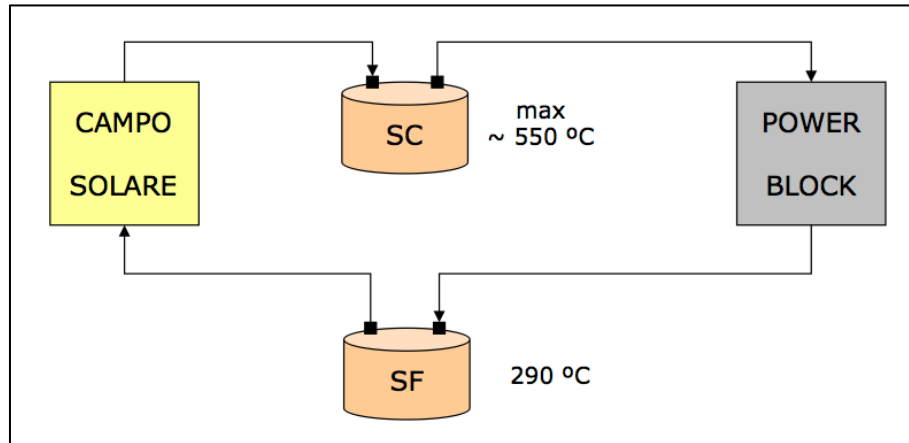


Figura 28: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "diretto"

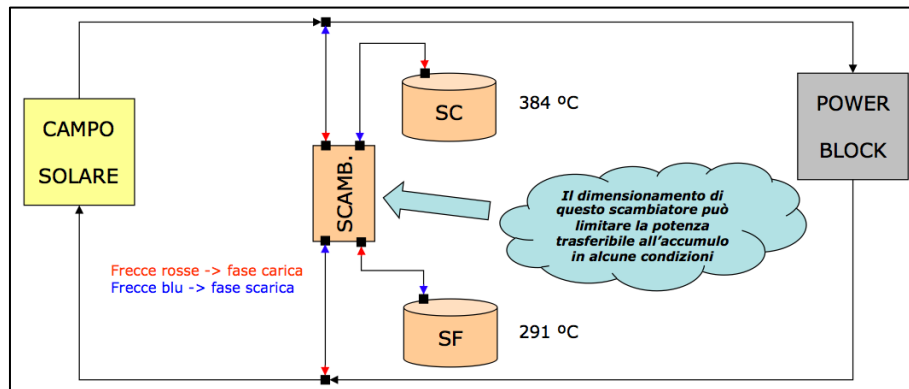



Figura 29: Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "indiretto"

Rispetto al sistema indiretto (Figura 29), 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 grande riduzione delle dimensioni dei serbatoi di stoccaggio, anche grazie all'ampio intervallo di temperatura di funzionamento.

I sali fusi sono una miscela composta al 60% da Nitrato di Sodio (KNO_3) e al 40% da Nitrato di Potassio (NaNO_3), che ordinariamente è utilizzata come fertilizzante in

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

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.

I sali fusi, innovativa tecnologia Italiana, impiegati come fluido termovettore nei sistemi di accumulo termico dell'impianto 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 100 volte (fattore di concentrazione del collettore LAT 8.0 m superiore a 100x).

I sali a 550 gradi 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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

riscaldano 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.

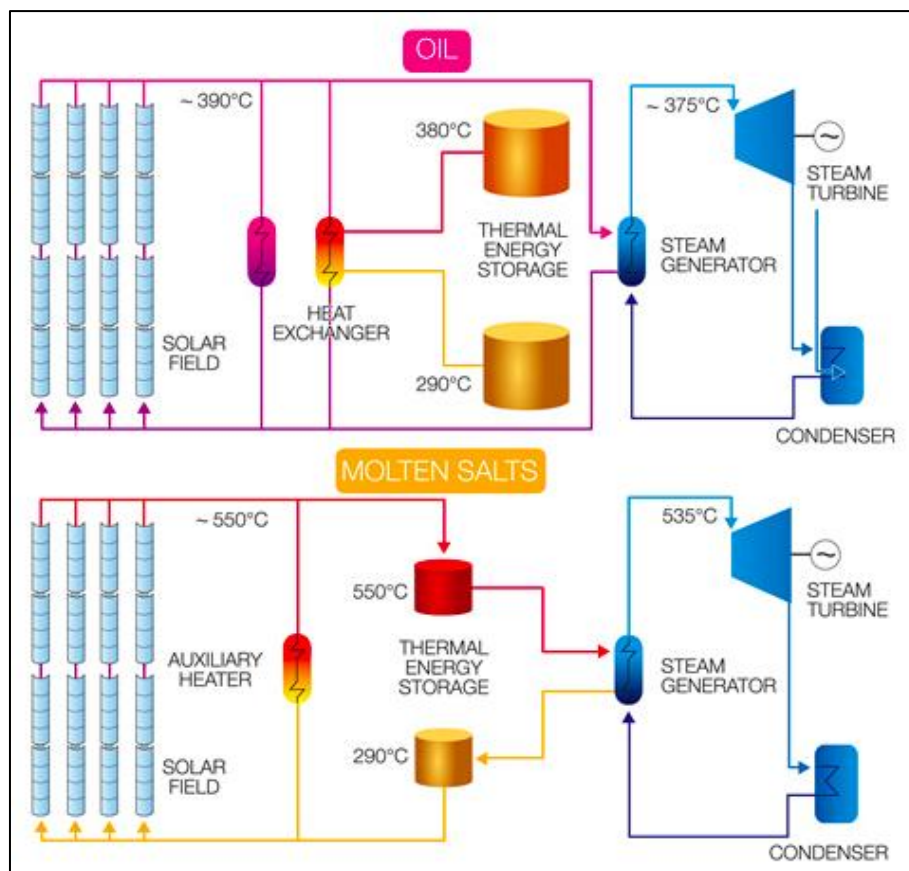


Figura 30: Schema di funzionamento di impianti CSP ad olio e a sali fusi

1.2.2. SOTTOSISTEMA BLOCCO DI POTENZA

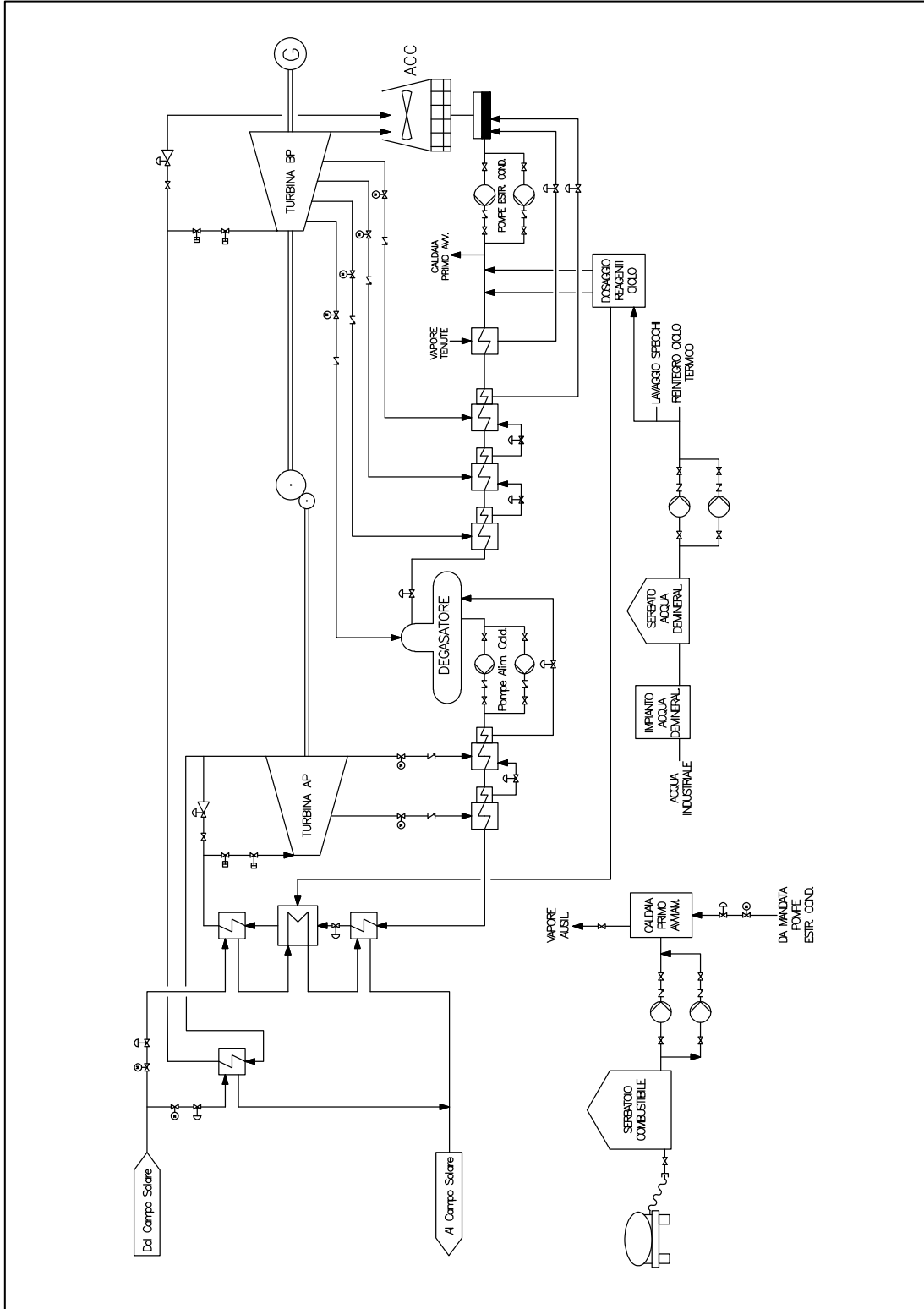



Figura 31: Schema di Flusso Ciclo Termico


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.



Figura 32: Simulazione Power Block

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.2.1. Generatore di vapore

Il generatore di vapore consiste in una serie di scambiatori di calore volti a fornire alle due sezioni della turbina, di alta e di bassa pressione, 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.

Gli scambiatori previsti nel progetto in oggetto sono i cosiddetti scambiatori a fascio tubiero e mantello, Figura 33, 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.

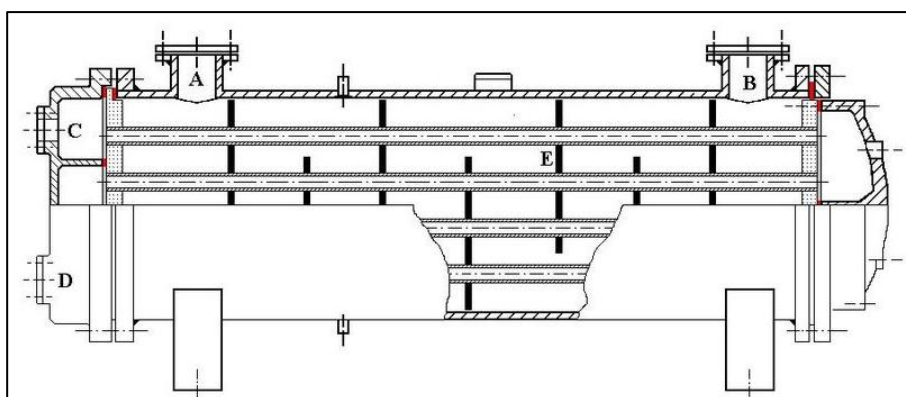



Figura 33: Scambiatore a fascio tubiero e mantello

La catena di generazione di vapore è formata da quattro elementi: n.3 funzionali alla sezione di alta pressione della turbina, ovvero *preriscaldatore*, *evaporatore* e *surriscaldatore*, e n. 1 necessario alla sezione a bassa pressione, il *risurriscaldatore*. Tutti gli scambiatori sono alimentati 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.

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.2.2. 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 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.

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.

Entrambe le sezioni 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 adeguate fondazioni previste dal fornitore dell'apparecchiatura.

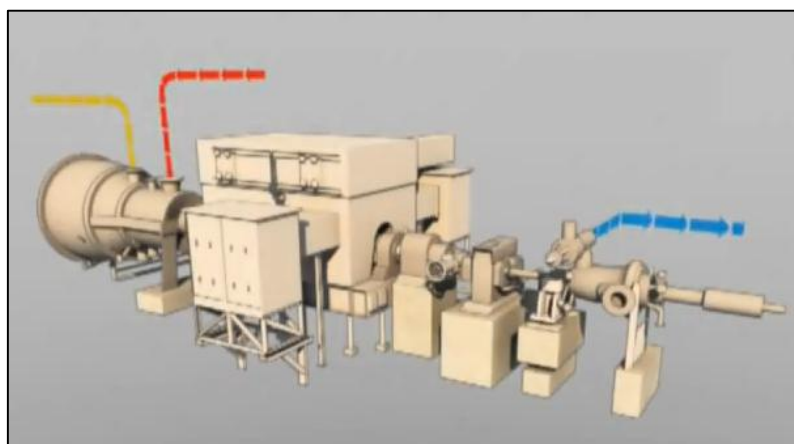



Figura 34: Turbina a Vapore e Alternatore

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 in questa fase come buona scelta progettuale.

Questa consente di essere installata in applicazioni che richiedono potenze nominali comprese tra 25 e 175 MW, mantenendo un'efficienza 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 definitiva, volta a massimizzare l'efficienza di conversione, è rimandata alla fase esecutiva del progetto.

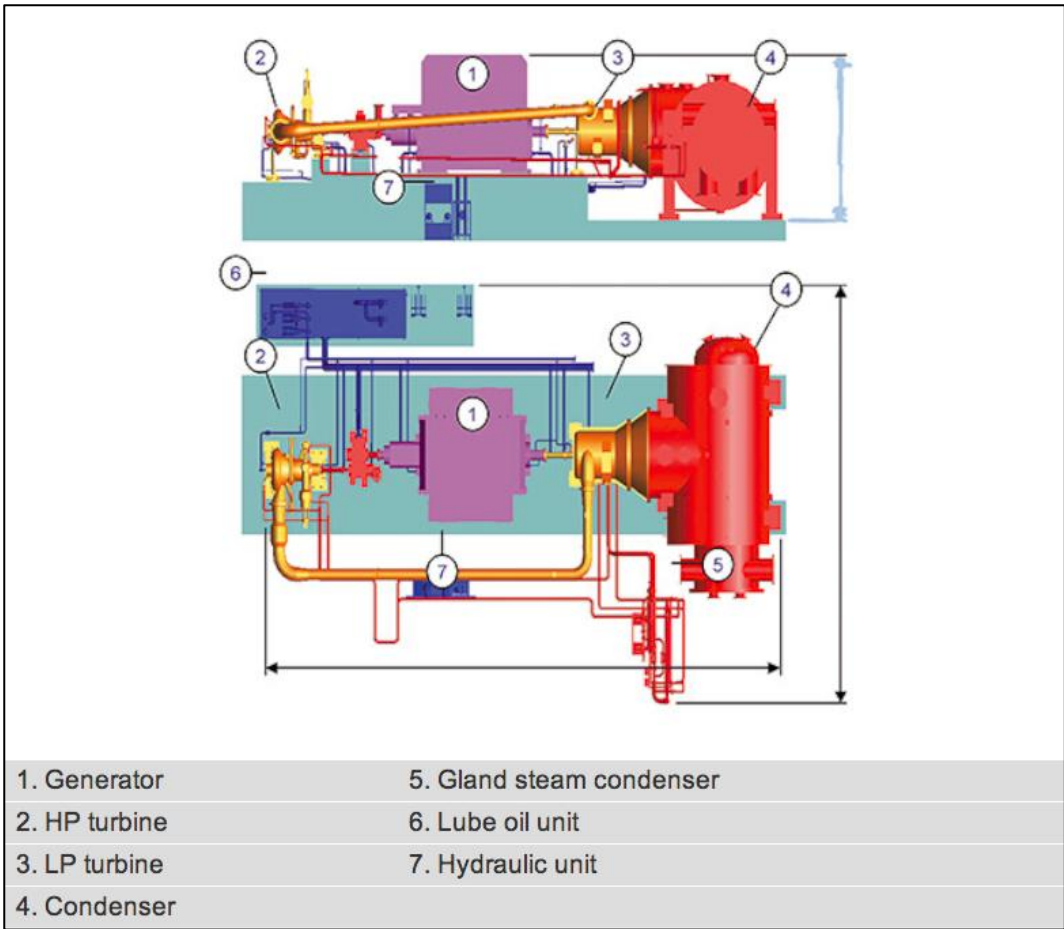



Figura 35: Turbina Siemens SST-700

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.2.3. 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.

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.

Il sistema di raffreddamento scelto in questa fase progettuale è quello 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.

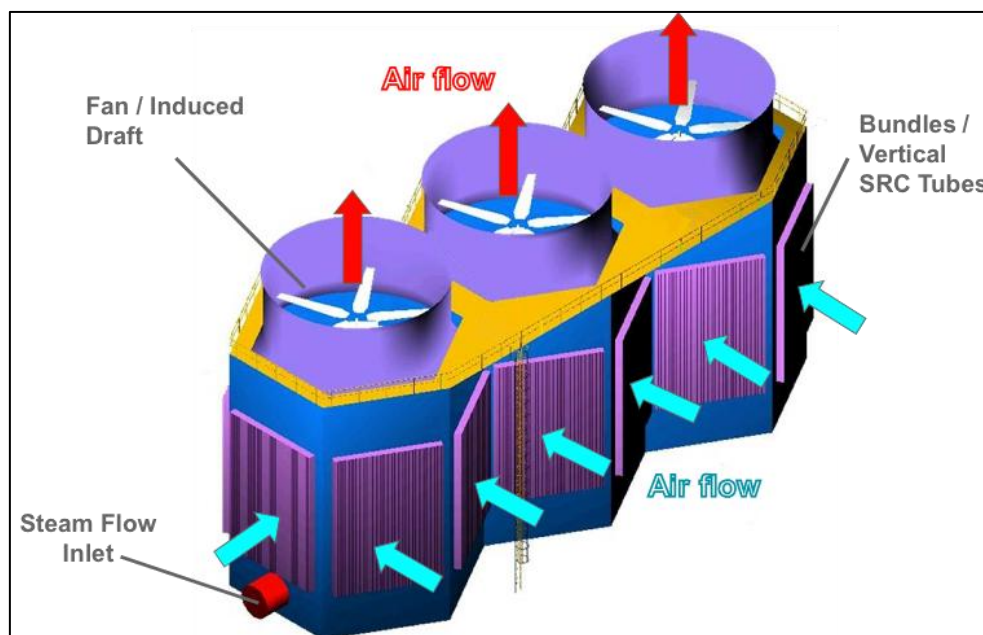


Figura 36: Hexacool System: Principio di funzionamento

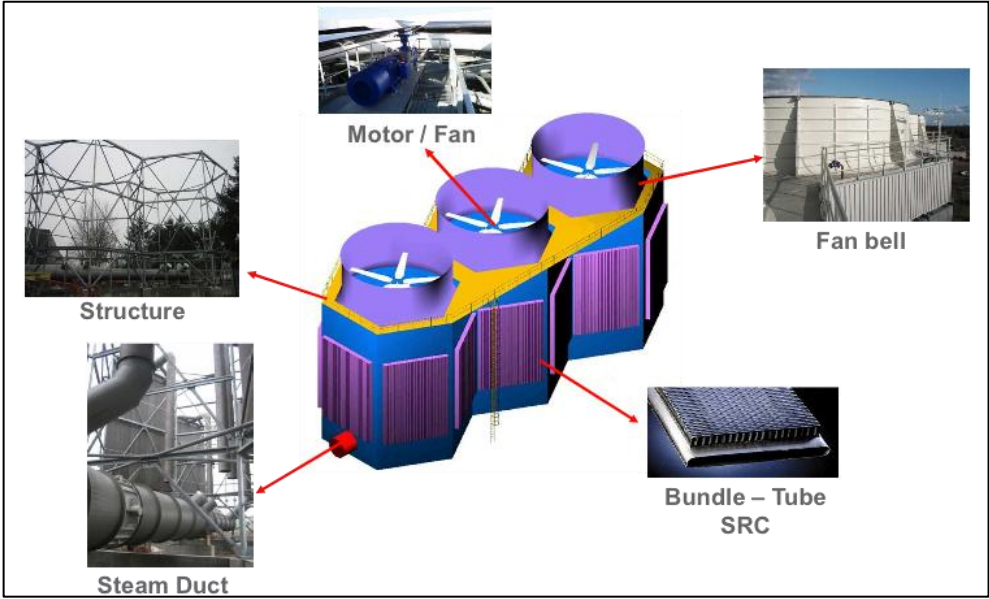



Figura 37: Hexacool System: componenti principali



Figura 38: Hexacool System: Immagine

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.2.4. 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. Nella sua configurazione tipica si presenta come un serbatoio orizzontale (polmone), al di sopra del quale è montato un recipiente cilindrico verticale (torretta), che costituisce la zona degasante.



Figura 39: Esempio di Degasatore

1.2.2.5. 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.3. 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 e da decisioni gestionali della centrale.

La potenza termica nominale complessiva si stima, in questa fase, intorno ai 46,5 MW, suddivisa in n. 3 corpi da 15,5 MWt, alimentati a gasolio.


Si sottolinea che la potenza complessiva definitiva (considerando anche gli altri apparati a combustione), 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 un 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 n. 3 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.

Ogni riscaldatore sarà rivestito da materiale termoisolante per evitare dispersione di calore e da pannelli di acciaio per garantire la tenuta dei fumi.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.4. 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.

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.

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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 m³.

Per i n. 3 riscaldatori ausiliari, la cui potenza termica complessiva è stata stimata, in questa fase, pari a 46,5, si considerano 20 ore/anno di funzionamento e quindi circa 84 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 m³/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 rilevazione 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;
- idranti da interno;
- impianti di estinzione fissi ad acqua nebulizzata;
- impianti di estinzione fissi a CO₂;
- 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

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 (Terna SpA).

L'elettrodotto trasporterà l'energia prodotta dall'impianto allo stallo dedicato della stazione elettrica da inserire in entra-esce lungo la linea RTN a 220 kV "Sulcis-Oristano", che secondo il progetto elettrico preliminare di connessione da sottoporre a Terna sarà costruita nel comune di Guspini.

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.


La taglia del generatore sarà scelta pari a circa 70 MVA, con uscita in MT, al fine di sostenere il carico nominale e per mantenere un margine di potenza reattiva da iniettare in rete o per usi interni.

Le caratteristiche del generatore saranno note solo in una successiva fase di progettazione, quando saranno scelte le apparecchiature più idonee.

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 prodotta dalla tensione MT alla tensione dell'elettrodotto di connessione, 150 kV.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Sarà previsto, inoltre, un *Generatore d'Emergenza* (generatore elettrico a diesel o un gruppo di continuità statico) per alimentare i carichi essenziali dell'intera centrale.


Questo apparecchio 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 bruciatore d'emergenza (olio o diesel).

Come già scritto, la potenza termica di ogni singola apparecchiatura a combustione (riscaldatori ausiliari, caldaia di primo avviamento e generatore di emergenza) potrebbe cambiare in fase esecutiva, la potenza termica totale sarà comunque inferiore ai 50 MW.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.5. 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 render semplificato dell'opera in progetto.



Figura 40: Modello tridimensionale Impianto - Particolare Power Block (Vista Sud-Ovest)



Figura 41: Modello tridimensionale Impianto - Particolare Power Block (Vista Nord-Est)

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

A riguardo, si è individuata una colorazione per gli edifici basata su una sequenza di tinte naturali tali da creare una gradazione studiata per l'integrazione di edifici imponenti in ambienti naturali.

Di seguito si riporta un esempio dell'applicazione di tale tecnica su una struttura esistente, ovvero il camino del termovalorizzatore A2A (ex ASM) di Brescia.

Il camino è una torre in calcestruzzo alta circa 120 metri, a sezione quadrata, con un 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 di tale torre, 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.



GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	



Figura 42: Esempio colorazione camino termovalorizzatore A2A Brescia

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.2.5.1. 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 43).

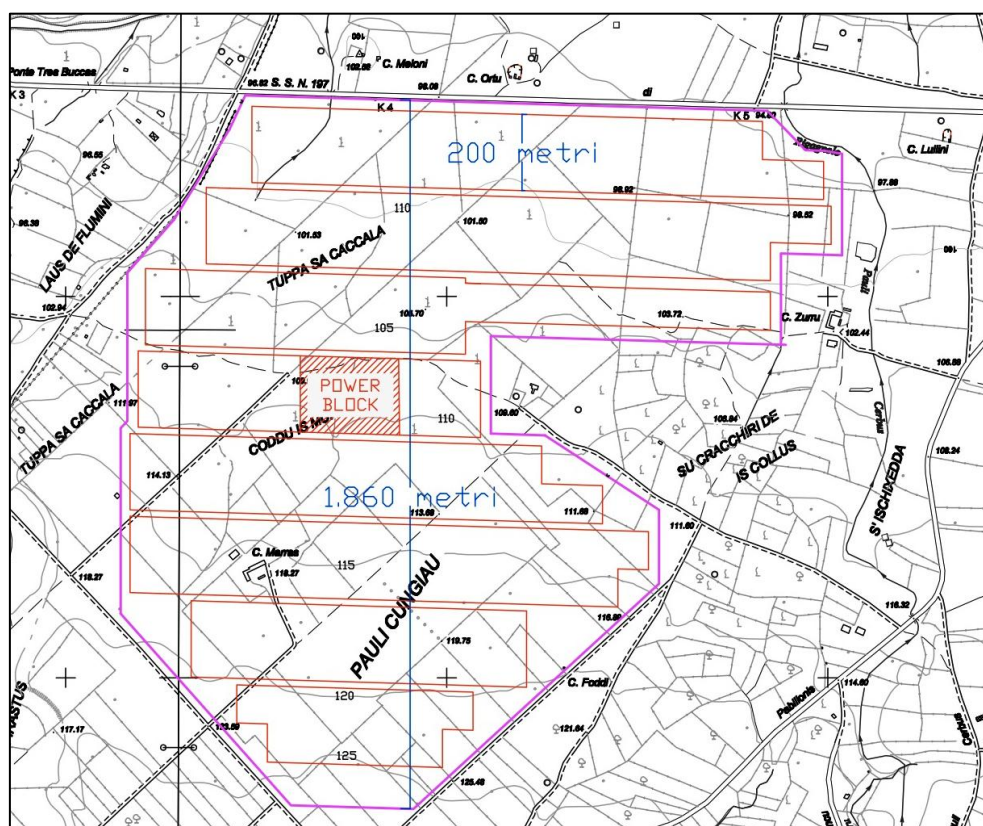



Figura 43: Inquadramento Intervento su Carta Tecnica Regionale

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 (vedi paragrafo 1.2.5.2).


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

Se si dovesse escludere la soluzione ideale di un campo solare situato su un unico livello, si prenderà in considerazione la suddivisione del campo in più piattaforme.

Sarà adottata quella che comporterà il minimo volume di scavi e rinterri, senza apportare problematiche all'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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.5.2. Fondazioni

Considerando che dei circa 232 ettari lordi totali dell'area di progetto solo 5-6 ettari saranno occupati dagli elementi della power block (intorno al 2%), il resto della superficie, 227 ettari lordi, sarà utilizzato per l'alloggiamento del campo solare, che tra l'altro occuperà solo circa il 30% della stessa (superficie captante $\approx 675.840 \text{ m}^2$).

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.

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 44).

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 tenendo in considerazione le sollecitazioni che agiscono sulle strutture e il tipo di terreno cui sono connesse.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Il calcolo definitivo, da cui ricavare l'esatto dimensionamento delle fondazioni, sarà effettuato in una fase di progetto esecutiva.

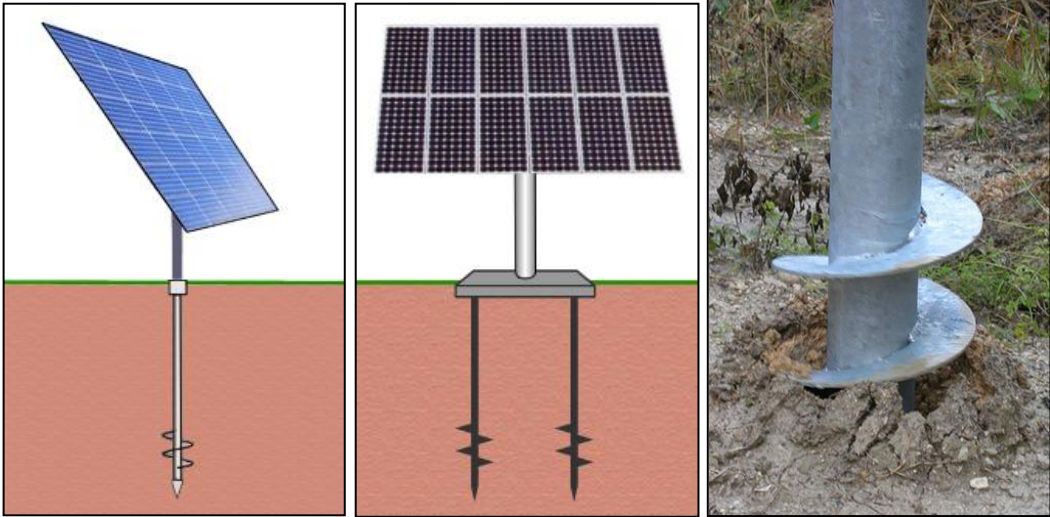



Figura 44: Esempio applicazioni settore fotovoltaico di pali a vite

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.5.3. Caratteristiche degli Edifici

L'impianto sarà composto da più 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;
- 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.5.4. 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 stati definiti n. 2 ingressi provvisti di cancelli per entrare nella centrale, il cui numero potrà variare secondo le esigenze.

Un ingresso, il principale, sarà affiancato all'edificio guardiania.

All'interno dell'area Power Block sono previste aggiuntive recinzioni 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.6. 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 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.

Per quanto riguarda le figure professionali non reperibili in zona e i dirigenti aziendali a capo del progetto, essi alloggeranno negli alberghi o nelle case del circondario.

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, o più, 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.

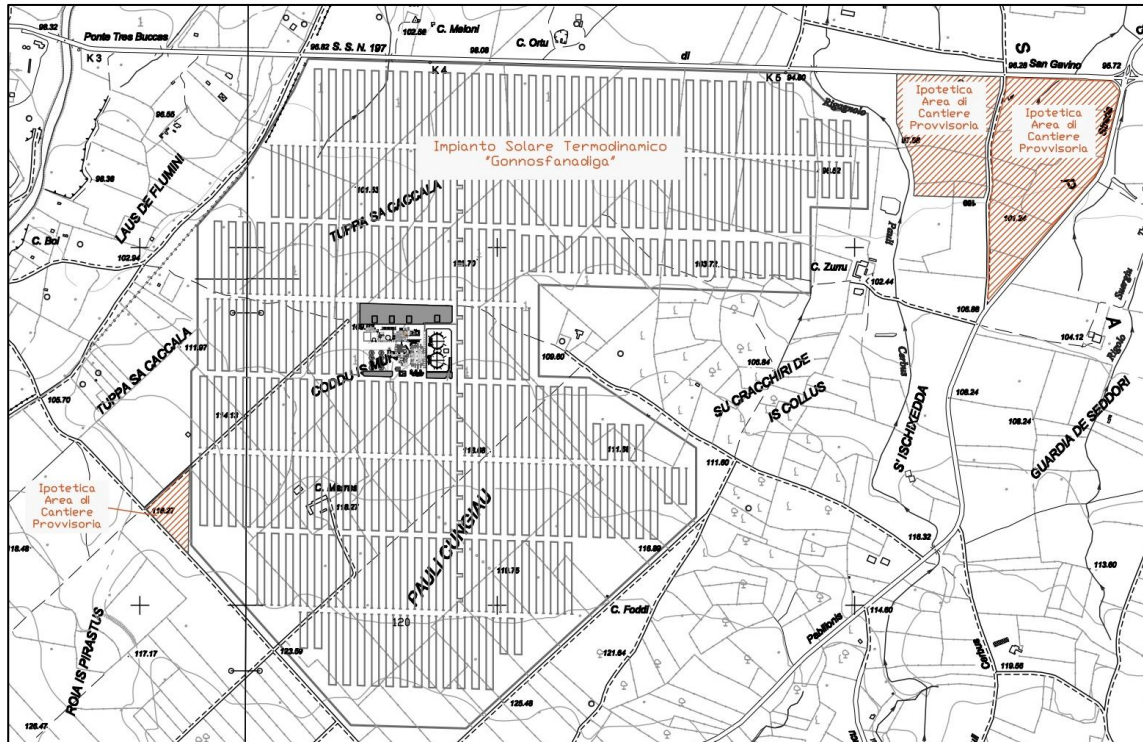



Figura 45: Aree di cantiere provvisorie ipotetiche

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.7. STIMA DEL PERSONALE ADDETTO

1.2.7.1. 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.

1.2.7.2. 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).


1.2.7.2.1. Personale Operativo

Il personale addetto all'esercizio dell'impianto sarà costituito da personale giornaliero e turnisti, in particolare saranno presenti le seguenti figure professionali:

- Capo Centrale
- Addetti Amministrativi
- Capi Turno
- Operatori turnisti

Il numero di lavoratori per figura professionale sarà deciso in base alle esigenze che si riscontreranno al momento della messa in esercizio dell'impianto e potrà essere 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.7.2.2. 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 ordinaria sia straordinaria, saranno appaltati a ditte esterne.

L'impianto prevede delle opere di mitigazione di tipo naturale (i.e. siepi alberate e arbustive), anche la manutenzione del verde, che potrà comprendere la cura e la gestione di colture e frutteti, sarà appaltata a ditte esterne.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.2.8. 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:

REQUISITO	VINCOLO	VALORE DI PROGETTO
<i>Capacità nominale di accumulo</i>	<i>> 1,5 kWh_t per ogni metro quadro di superficie captante</i>	Sup.capt.=675.840 m ² Accumulo: 2.057 MW _t Rapporto= $\frac{2.057 \cdot 10^3}{675.840} \cong 3 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$
<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 Stazione di Trasformazione entra-esce linea RTN 220 kV "Sulcis-Oristano" Codice Pratica 201200238

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

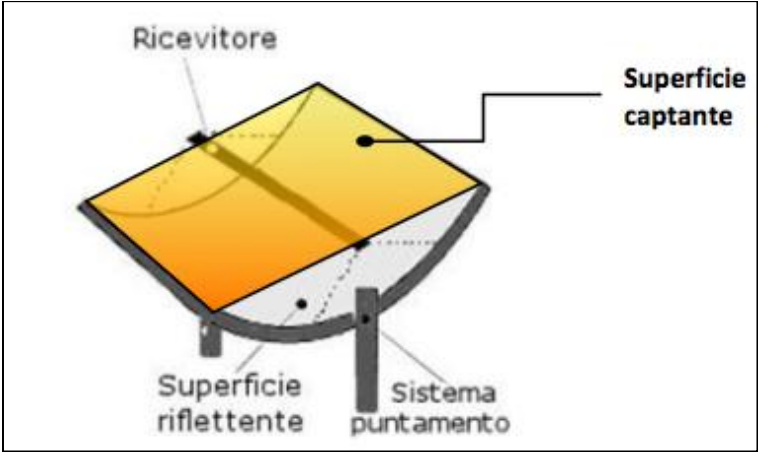



Figura 46: Superficie captante collettore parabolico

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3. INDIVIDUAZIONE DELLE INTERFERENZE AMBIENTALI

1.3.1. RISORSE UTILIZZATE

1.3.1.1. 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, non essendo state scelte le apparecchiature definitive, non è possibile stimare la quantità di tali materiali, si può solamente anticipare che la gran parte degli stessi saranno impiegati nelle opere di fondazione.

Il calcestruzzo sarà trasportato con l'ausilio di autobetoniere, partendo da impianti di betonaggio collocati nel circondario, già individuati.


In alternativa si valuterà l'opzione di realizzare in loco una centrale di betonaggio.

Sia i ferri di armatura sia la carpenteria metallica per le nuove strutture saranno trasportate in cantiere attraverso l'uso di autoarticolati definendo un adeguato livello di pre-assemblaggio, compatibile con i limiti di sagoma propri dei trasporti.

1.3.1.2. 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. Reagenti per il trattamento dell'acqua;
5. Lubrificanti vari per le apparecchiature meccaniche e altri materiali di consumo.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.1.2.1. Sole

La risorsa primaria 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.

1.3.1.2.2. Acqua

– Acqua Potabile

L'impianto riceverà l'acqua potabile dall'acquedotto che serve la zona circostante.

In caso d'impossibilità, saranno predisposte cisterne regolarmente rifornite con autobotti.

Si stima che il consumo sarà pari a 3,5 m³/giorno, considerando una presenza media giornaliera di n. 70 persone e un consumo pro capite di circa 50 litri/giorno (uso della risorsa in ambiente lavorativo).

– Acqua Industriale


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 47):

- circa il 93,4% al sistema di raffreddamento;
- circa il 6,6% all'impianto di demineralizzazione.

Nel caso in oggetto, 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,

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

quindi l'utilizzo di tale risorsa sarà principalmente legato all'alimentazione dell'impianto di demineralizzazione.

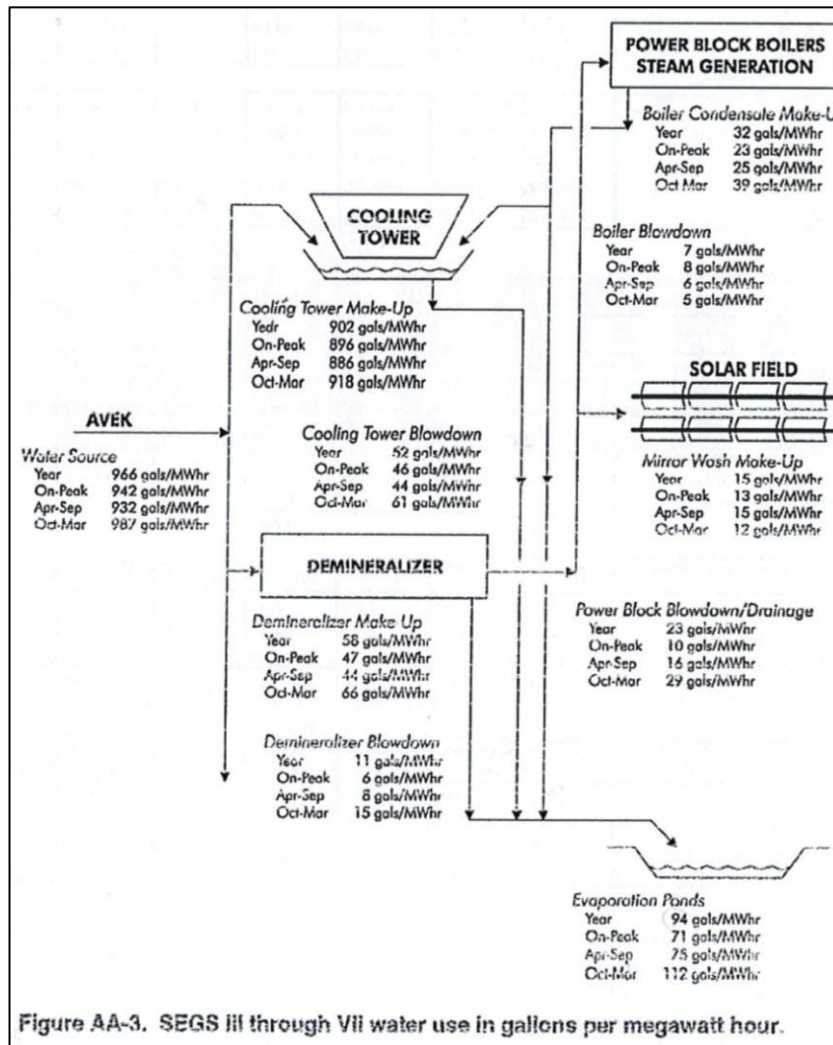



Figura 47: "Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants" - Appendix AA "Water use study"

L'acqua demineralizzata è utilizzata sia per il reintegro al ciclo termico (circa il 70% del totale) sia per il lavaggio degli specchi del campo solare (circa il 30% del totale secondo gli standard passati).

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

di 40.000 m³/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 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 7.040, per ogni singolo lavaggio dell'intero campo solare servono circa 42 m³ di acqua, che in un anno diventano circa 420 m³/anno, contro i 10.000 m³/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 in via cautelativa, intorno ai 50.000 m³/anno (considerando comunque, a favore di sicurezza, 10.000 m³/anno per il lavaggio degli specchi), 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 al Consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale, che ha espresso parere positivo, precisando 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 m³/anno, nonostante, esaminando le analisi dell'acqua industriale del consorzio, si è stimato un consumo di circa 90.000 m³/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 m³/anno, nella peggiore delle ipotesi l'acqua industriale in ingresso al trattamento

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

dovrà essere 3 volte tale valore, ovvero 150.000 m³/anno.

In aggiunta, la proponente sta negoziando con la società Calcestruzzi SpA la possibilità di attingere acqua a mezzo pompa elettrica e linea idrica da un bacino artificiale di sua proprietà, che tracima frequentemente, posto a circa 700 metri dall'impianto (Figura 48, Figura 49 e Figura 50).



Figura 48: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA - Vista Aerea



Figura 49: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA



GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	



Figura 50: Bacino accumulo Calcestruzzi SpA - Momento di tracimazione

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.3.1.2.3. Sali Fusi – Fluido Termovettore e Accumulo Termico

I sali fusi sono una miscela binaria di nitrati che può essere utilizzata in un intervallo di temperatura compreso fra 240°C e 600°C, ma che nel campo solare sarà utilizzata in un intervallo compreso fra 290°C e 550°C, per un corretto uso del tubo ricevitore. Nei momenti di *stand-by* dell'impianto, la temperatura potrà essere fatta scendere fino ai 260°C.

La miscela salina sarà utilizzata sia come fluido termovettore sia come fluido per l'accumulo termico, per un totale di circa 25.000 tonnellate.

I sali non sono soggetti a degradazione o rigenerazione, il consumo è pertanto limitato al primo riempimento.

1.3.1.2.4. 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 400 m³/anno, vista la potenza termica intorno ai 2-2,5 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 circa 1,4 t/h di gasolio per caldaia.


Si ipotizzano circa 20 ore/anno di accensione, quindi risulta un consumo annuo di $1,4 \times 3 \times 20 \approx 84$ t/anno.

Il gasolio sarà stoccato in un serbatoio da 200 m³, che verrà riempito secondo la necessità attraverso autobotti.


1.3.1.2.5. 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, e di materiali vari di manutenzione e consumo secondo le esigenze di stabilimento.

Una descrizione più accurata in termini qualitativi e quantitativi potrà essere fornita

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

nella fase progettuale esecutiva, andando ad effettuare scelte di processo e macchinari da utilizzare.

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.3.2. EMISSIONI ED INTERFERENZE AMBIENTALI

1.3.2.1. Emissioni in Atmosfera

Si individuano principalmente le seguenti fonti di emissioni gassose nell'atmosfera:

- La caldaia di primo avviamento: di potenza da stabilire, presumibilmente di circa 2-2,5 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% O₂):

- polveri: 100 mg/Nm³
- ossidi di azoto: 500 mg/Nm³
- ossidi di zolfo: 1700 mg/Nm³

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.
NO_x	70	g/GJ	0,45	t/anno
CO	10	g/GJ	0,065	t/anno
Polveri	5	g/GJ	0,032	t/anno
SO₂	46,86	g/GJ	0,30	t/anno
CO₂	73,32	kg/GJ	475,11	t/anno

- I riscaldatori ausiliari (quando in uso):

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 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.

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

PARAMETRO	Valore di emissione atteso	Limite di Legge
	mg/Nm ³ a 3% O ₂	mg/Nm ³ a 3% O ₂
Polveri	100	100
Ossidi di Azoto (NO _x)	200	500
Ossidi di Zolfo (SO _x)	≈ 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 O₂ di circa 17.000 Nm³/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.
NO_x	0,94	3,4	10,2	0,068	0,204
CO	0,47	1,7	5,1	0,034	0,102
Polveri	0,47	1,7	5,1	0,034	0,102
SO₂	0,76	2,72	8,16	0,054	0,163
CO₂				≈86	≈258

Il generatore di emergenza, come da definizione, si prevede in funzione per zero ore durante l'esercizio ordinario della centrale, inoltre se si dovesse scegliere il gruppo di continuità statico non si avrebbero emissioni in atmosfera.

Come già scritto, sarà utilizzato solo in casi straordinari al fine di evitare danni all'impianto.

Presumibilmente esso avrà una potenza termica inferiore a 1 MVA, si sottolinea che la somma delle potenze termiche dei vari apparati a combustione (caldaia di primo avviamento, riscaldatori ausiliari e generatore d'emergenza) sarà inferiore ai 50 MW. 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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.2. Rilasci nel Suolo

I rischi di contaminazione del suolo e sottosuolo in fase di esercizio sono connessi al rilascio accidentale di liquidi (lubrificanti, reagenti...).

In fase di esercizio, 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 interrato, 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, o altro materiale idoneo.


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.

Inoltre, saranno previste precauzioni di tipo 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.

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.

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.3. Scarichi liquidi

Le diverse tipologie di scarichi liquidi previsti sono:

– Reflui Civili

Si stima che la quantità di tali reflui sarà pari a 3,5 m³/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 ricettore, dopo aver ottenuto l'autorizzazione dall'ente competente, Comune di Gonnosfanadiga e/o Comune di Guspini.

– 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 m³/anno, si può considerare che il relativo refluo sia dello stesso ordine di grandezza, se non inferiore a causa delle dispersioni in termini di evaporazione.

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:

1. Pretrattamento: filtrazione;


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Destinazione

Tutti i reflui industriali di cui sopra 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 Gonnosfanadiga e/o di Guspini) potrà essere coinvolta anche l'ARPAS.

- Acque non contaminate:
 - Acqua meteorica non contaminata: 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 della power block in cui non si prevede la presenza di olio.
- Acqua lavaggio specchi: l'acqua demineralizzata prodotta a partire dall'acqua industriale verrà in parte utilizzata per la pulizia degli 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 420 m³/anno, si è considerato, cautelativamente, un consumo di 10.000 m³/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 non contaminate saranno scaricate in corpi idrici superficiali presenti nell'area circostante tramite la rete di drenaggio.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.4. Rifiuti solidi e liquidi

1.3.2.4.1. Rifiuti Liquidi

Si prevede la produzione delle seguenti tipologie di rifiuto:

- *Eventuali perdite dal sistema di condizionamento chimico*

Sono previsti dei 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;
- Residui di prodotti per la pulizia dei serbatoi;
- Lubrificanti esausti e residui di purificazione.

Tali reflui saranno inviati a trattamento esterno tramite ditte autorizzate.


GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.4.2. 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 e altre parti delle apparecchiature elettromeccaniche;

Tali rifiuti saranno inviati a smaltimento esterno tramite ditte autorizzate.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.5. Rumore

1.3.2.5.1. Fase di cantiere

La realizzazione dell'opera prevede l'installazione di un cantiere edile per l'edificazione della centrale.

La rumorosità prodotta durante questa fase di realizzazione sarà quella normalmente riscontrabile nei cantieri edili, quindi dovuta soprattutto all'utilizzo dei mezzi quali autocarri, pale meccaniche, ecc. e all'utilizzo di attrezzature da cantiere.

Sarà cura del Responsabile dei lavori richiedere specifica autorizzazione all'autorità comunale per attività rumorose temporanee, come previsto dalle Direttive Regionali.

L'autorità comunale potrà rilasciare, se previsto dal proprio regolamento, l'autorizzazione con deroga dei limiti.

Per quanto riguarda le indicazioni sui macchinari che si utilizzeranno nel cantiere, si può ragionevolmente supporre l'utilizzo dei macchinari più critici, elencati nella tabella seguente:


Macchinario	Livello di potenza sonora teorico [dB(A)]
scavatrice	104
pale	106
autocarro	103
Autobetoniera	90
pompa cls	90
gru fisse	101
motosaldatrice	80
compressori	95
martello pneumatico	105
vibratore a piastra	107

Figura 51: Elenco tipo di macchinari impiegati in fase di cantiere

1.3.2.5.2. Fase di esercizio

Le principali sorgenti di rumore dell'impianto saranno costituite da:

- Cabinato turbina a vapore
- Sistema di raffreddamento

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- Pompe ed altri sistemi ausiliari
- Apparecchiature elettriche in generale.

Si può, quindi, affermare che tutti i macchinari rumorosi sono concentrati nella power block, posta nella parte centrale dell'impianto solare.

Al fine della valutazione dell'impatto acustico, si è scelto di considerare l'intera power block come una sorgente di rumore puntuale, data dalla somma di tutte le singole sorgenti di rumore (macchinari) dislocati al suo interno.


I dati delle singole sorgenti sonore considerate per il calcolo sono riassunti nella seguente tabella.

TIPOLOGIA MACCHINARIO	LIVELLI SONORI DEI MACCHINARI
SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO (6 CELLE)	L _w = 90 dB(A) per unità
CABINA TURBINA	L _p = 70 dB(A)
POMPE ESTERNE (30 POMPE)	L _w = 85 dB(A) per unità
TRASFORMATORE	L _w = 100 dB(A)
EDIFICI (magazzino, quadri, uffici, acqua demi)	L _p = 55 dB(A) per unità

Quando è indicato il livello di pressione sonora (L_p) si intende rilevato a 1 metro di distanza dalla sorgente.

- **Figura 52: Riepilogo dati sorgenti sonore considerate**

Si rimanda al capitolo 1.3.6. "Rumore" del "Quadro di Riferimento Ambientale" e al "Documento di Previsione di Impatto Acustico" per una descrizione più dettagliata sull'argomento.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.2.6. Traffico

1.3.2.6.1. 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.

La fase di primo riempimento dell'impianto prevede 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.

Per limitare l'impatto sul traffico locale i trasporti saranno effettuati esclusivamente nelle ore diurne con l'utilizzo della viabilità principale.

1.3.2.6.2. 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 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 settimanali.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	


1.3.2.7. 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 centrale e la stazione di trasformazione da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Sulcis-Oristano".

La soluzione di connessione elettrica, descritta nel successivo capitolo "1.4 CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA" e nel "Progetto Preliminare delle opere di connessione alla RTN", consiste in un elettrodotto interrato a 150 kV della lunghezza di circa 13,7 km realizzato principalmente lungo la viabilità stradale del Comune di Guspini.

L'immissione sulla RTN avverrà tramite uno stallo dedicato di una nuova stazione elettrica di trasformazione prevista sempre nel Comune di Guspini.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3. RISCHIO DI INCIDENTI RILEVANTI E MALFUNZIONAMENTI DI RILEVANZA AMBIENTALE

Un'analisi dei potenziali pericoli dovuti ad incidenti e malfunzionamenti che possano causare danni ambientali riconduce gli stessi al possibile rilascio o sversamento di sostanze pericolose, quali lubrificanti, reagenti, gasolio e fluido termovettore (sali fusi).

La presenza di gasolio, reagenti e lubrificanti, tra l'altro in ridotte quantità, è limitata solamente ad alcune aree della power block, mentre il fluido termovettore circola sia nel campo solare sia nella power block (sistema d'accumulo e generatore di vapore).

I rischi di rilasci di sostanze pericolose nel suolo e sottosuolo derivano dunque da:

1. Perdite accidentali di liquidi da serbatoi e tubazioni (sia per gasolio, reagenti e lubrificanti che per i sali fusi)
2. Perdite di fluido termovettore nel campo solare.


Per quanto riguarda il primo punto, eventuali perdite e/o sversamenti non potranno arrivare a contaminare suolo o sottosuolo poiché i serbatoi saranno situati in aree pavimentate e munite di cordoli di contenimento, collegate a vasche di raccolta tali da contenere il volume del fluido contenuto nel serbatoio più grande.

Sono previsti diversi sistemi di condizionamento chimico per il circuito acqua-vapore: i sistemi di additivazione, 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 vengono 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 le eventuali perdite in un pozzetto, dal quale una tubazione porterà i reflui in un serbatoio in polietilene, installato all'interno di una vasca interrata, realizzata in calcestruzzo armato, impermeabilizzata esternamente e rivestita internamente con prodotti antiacido.

I serbatoi di accumulo (n. 2 x 15.500 m³) contengono una miscela al 60% in massa di nitrato di sodio (NaNO₃) e al 40% di nitrato di potassio (KNO₃) alla temperatura di

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

260-550°C.

La quantità complessivamente stoccata è di circa 25.000 t.

Le pareti dei serbatoi saranno costituite dalla successione di strati cilindrici, al fine di garantire sia la coibentazione che la tenuta strutturale degli stessi.

Per isolare termicamente il fondo metallico è previsto uno strato di mattoni refrattari isolanti protetti dal contatto con i sali fusi.

Per garantire la piena funzionalità del calcestruzzo della fondazione, è necessario limitarne la temperatura a valori inferiori a 100°C, tramite il rivestimento coibente e, se ritenuto necessario, un sistema di raffreddamento del fondo.

I due serbatoi saranno realizzati all'interno di un bacino di contenimento in terra, debitamente impermeabilizzato, posto a quota inferiore al piano di campagna.

Il volume di contenimento sarà superiore al volume totale di sale fuso stoccato (accumulo + campo solare), in modo da impedirne la fuoriuscita anche nel caso limite di rottura di entrambi i serbatoi nell'eventualità di sversamento contemporaneo a precipitazioni meteoriche di rilevante entità.

Per quanto riguarda il campo solare sono considerati punti potenzialmente critici quelli di giunzione delle varie tubazioni di mandata e ritorno del fluido termovettore e i punti di raccordo di tali tubazioni con i tubi ricevitori dei collettori solari dai quali, in caso di usura o rottura accidentale, potrebbero aversi perdite di sali fusi.


I sali fusi non sono di per sé sostanze inquinanti, ma per evitare sversamenti di notevole entità sul terreno e soprattutto contemporanei ad eventi atmosferici si studieranno opere di contenimento adeguate.

Ad esempio, si potrebbe utilizzare, in via cautelativa, un contenitore a sezione semicircolare, o simile, esterno ai punti critici delle tubazioni, al fine di raccogliere l'eventuale sale disperso senza che esso raggiunga il suolo.

La scelta della soluzione da adottare si rimanda alla fase esecutiva del progetto quando, scelti i materiali e le apparecchiature, ci si potrà relazionare con le case costruttrici per l'identificazione dell'opera migliore.

Si dovrà comunque installare un sistema di monitoraggio della portata del fluido termovettore all'interno delle tubazioni, che, rilevando un abbassamento della stessa, avvii il blocco del flusso dei sali al fine di ridurre l'entità degli sversamenti.

Le tubazioni saranno fornite anche di valvole di chiusura in modo da poter isolare rami del campo solare per mantenere e riparare gli elementi danneggiati (Figura 54

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

e Figura 55).



Figura 53: Esempio Raccordo Tubazioni - Tubi Ricevitori



Figura 54: Esempio Valvole di interruzione flusso Fluido

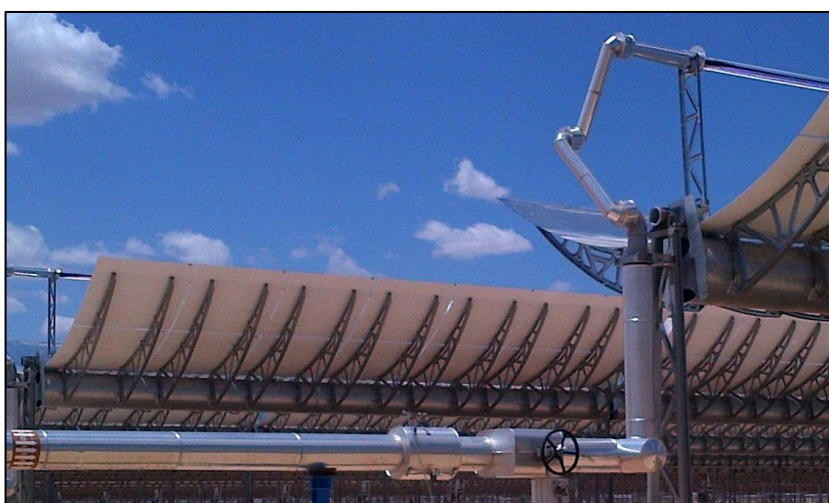



Figura 55: Esempio Valvole di interruzione flusso Fluido

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1. Rischio di Incidenti Rilevanti

Il fluido termovettore e fluido dell'accumulo termico in progetto è rappresentato dai Sali Fusi.

I Sali Fusi sono una miscela di nitrati, composta da NaNO_3 (60%) e KNO_3 (40%), approvvigionata in forma cristallina, quindi fusa in sito al primo avviamento dell'impianto e da quel momento mantenuta costantemente allo stato fuso nel range di temperatura $260^\circ\text{-}550^\circ\text{C}$.

La quantità di sali presente nell'impianto si attesta attorno alle 25.000 tonnellate.


La sostanza in oggetto circola nel campo solare e contemporaneamente costituisce l'accumulo termico della centrale, stoccato in n. 2 serbatoi cilindrici verticali di uguali dimensioni.

	Nitrato di Potassio (KNO_3)	Nitrato di Sodio (NaNO_3)
Classificazione secondo il regolamento (CE) n. 1272/2008	Ox. Sol.3 H272	Ox. Sol.3 H272 Eye Irrit.2 H319
Classificazione secondo la direttiva 67/548/CEE	Oxidising R8: Può provocare l'accensione di materie combustibili	Oxidising R8: Può provocare l'accensione di materie combustibili

La miscela di nitrati sopra descritta ricade nell'ambito di applicazione del D.Lgs. 334/99 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose" e s.m.i., in quanto composta da n. 2 sostanze classificate come "comburente" (Allegato I - parte 2 - punto 3 del suddetto decreto).

La legge fissa la quantità delle sostanze classificate come comburenti in 50 tonnellate ai fini dell'applicazione dell'art. 6 ed in 200 tonnellate ai fini dell'applicazione dell'art. 8.

Nella tabella che segue è riportata una sintesi degli adempimenti cui sono soggetti i gestori degli impianti rientranti nelle diverse categorie definite dal D.Lgs. 334/99 e s.m.i..

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

ADEMPIMENTI COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE
<ul style="list-style-type: none"> • Individuare i rischi di incidente rilevante; • Integrare il DVR (Documento di Valutazione dei Rischi) di cui al D.lgs. 81/08; • Provvedere all'informazione, formazione e addestramento come previsto dal D.M. 16/03/98
ADEMPIMENTI DELLE CATEGORIE SOGGETTE ALL'ART. 6
<ul style="list-style-type: none"> • Trasmettere la notifica, con le modalità dell'autocertificazione, a: Min. Amb., Regione, Provincia, Comune, Prefetto e CTR; • Trasmettere la Scheda di Informazione di cui all'allegato V a: Min. Amb., Regione, Sindaco e Prefetto; • Redigere e riesaminare ogni 2 anni il documento di "Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti" di cui all'art. 7; • Attuare il SGS (Sistema di Gestione della Sicurezza) di cui allo stesso documento.
ADEMPIMENTI DELLE CATEGORIE SOGGETTE ALL'ART. 8
<ul style="list-style-type: none"> • Trasmettere il Rapporto di sicurezza all'autorità competente; • Riesaminare il rapporto di sicurezza: <ul style="list-style-type: none"> a) Ogni 5 anni; b) Ad ogni modifica che costituisca aggravio del preesistente livello di rischio; c) Ogni volta che intervengono nuove conoscenze tecniche in materia di sicurezza; • Predisporre il Piano di Emergenza Interno; • Trasmettere al Prefetto e alla Provincia le informazioni per la stesura del Piano di Emergenza Esterno.

Il proponente deve seguire le procedure previste all'art. 9 (*"Nuovi Stabilimenti: rapporti di sicurezza"*), e quindi all'art. 21, al fine di ottenere il permesso all'inizio dei lavori.


Art. 9 - Nuovi stabilimenti: rapporti di sicurezza

1. Chiunque intende realizzare uno degli stabilimenti di cui all'articolo 8, comma 1, prima di dare inizio alla costruzione degli impianti, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, deve ottenere il nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 21, comma 3; a tal fine, fa pervenire all'autorità di cui all'articolo 21, comma 1 un rapporto preliminare di sicurezza. La concessione edilizia non può essere rilasciata in mancanza del nulla osta di fattibilità.

2. Prima di dare inizio all'attività, il gestore, al fine di ottenere il parere tecnico conclusivo, presenta all'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, il rapporto di sicurezza, integrando eventualmente quello preliminare.

3. Decorso inutilmente il termine previsto dall'articolo 21, comma 3, il gestore può presentare all'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, una perizia giurata che attesti:

a) la veridicità e la completezza delle informazioni;

GONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

b) la conformità delle misure di sicurezza previste alle prescrizioni generali stabilite dal decreto di cui all'articolo 8, comma 4.

4. Trascorsi due mesi dalla presentazione della perizia giurata di cui al comma 3, senza che l'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, si sia pronunciata o abbia richiesto chiarimenti o documentazione integrativa, il gestore può dare inizio all'attività.

Art. 21 - Procedura per la valutazione del rapporto di sicurezza


1. Il Comitato provvede fino all'emanazione da parte delle regioni della specifica disciplina prevista dall'articolo 18, a svolgere le istruttorie per gli stabilimenti soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza ai sensi dell'articolo 8 e adotta altresì il provvedimento conclusivo.

2. Per gli stabilimenti esistenti il Comitato, ricevuto il rapporto di sicurezza, avvia l'istruttoria e, esaminato il rapporto di sicurezza, esprime le valutazioni di propria competenza entro il termine di quattro mesi dall'avvio dell'istruttoria, termine comprensivo dei necessari sopralluoghi ed ispezioni, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, che non possono essere comunque superiori a due mesi. Nell'atto che conclude l'istruttoria vengono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure adottate dal gestore per la prevenzione e la riduzione di incidenti rilevanti siano nettamente insufficienti, viene prevista la limitazione o il divieto di esercizio.

3. Per i nuovi stabilimenti o per le modifiche individuate con il decreto di cui all'articolo 10, il Comitato avvia l'istruttoria all'atto del ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza. Il Comitato, esaminato il rapporto preliminare di sicurezza, effettuati i sopralluoghi eventualmente ritenuti necessari, rilascia il nulla-osta di fattibilità, eventualmente condizionato ovvero, qualora l'esame del rapporto preliminare abbia rilevato gravi carenze per quanto riguarda la sicurezza, formula la proposta di divieto di costruzione, entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, non superiori comunque a due mesi. A seguito del rilascio del nulla-osta di fattibilità il gestore trasmette al Comitato il rapporto definitivo di sicurezza relativo al progetto particolareggiato. Il Comitato, esaminato il rapporto definitivo di sicurezza, esprime il parere tecnico conclusivo entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto di sicurezza, comprensivo dei necessari sopralluoghi ed ispezioni. Nell'atto che conclude l'istruttoria vengono indicate le valutazioni tecniche finali, le proposte di eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure che il gestore intende adottare per la prevenzione e la riduzione di incidenti rilevanti risultino nettamente inadeguate ovvero non siano state fornite le informazioni richieste, viene eventualmente previsto il divieto di inizio di attività.

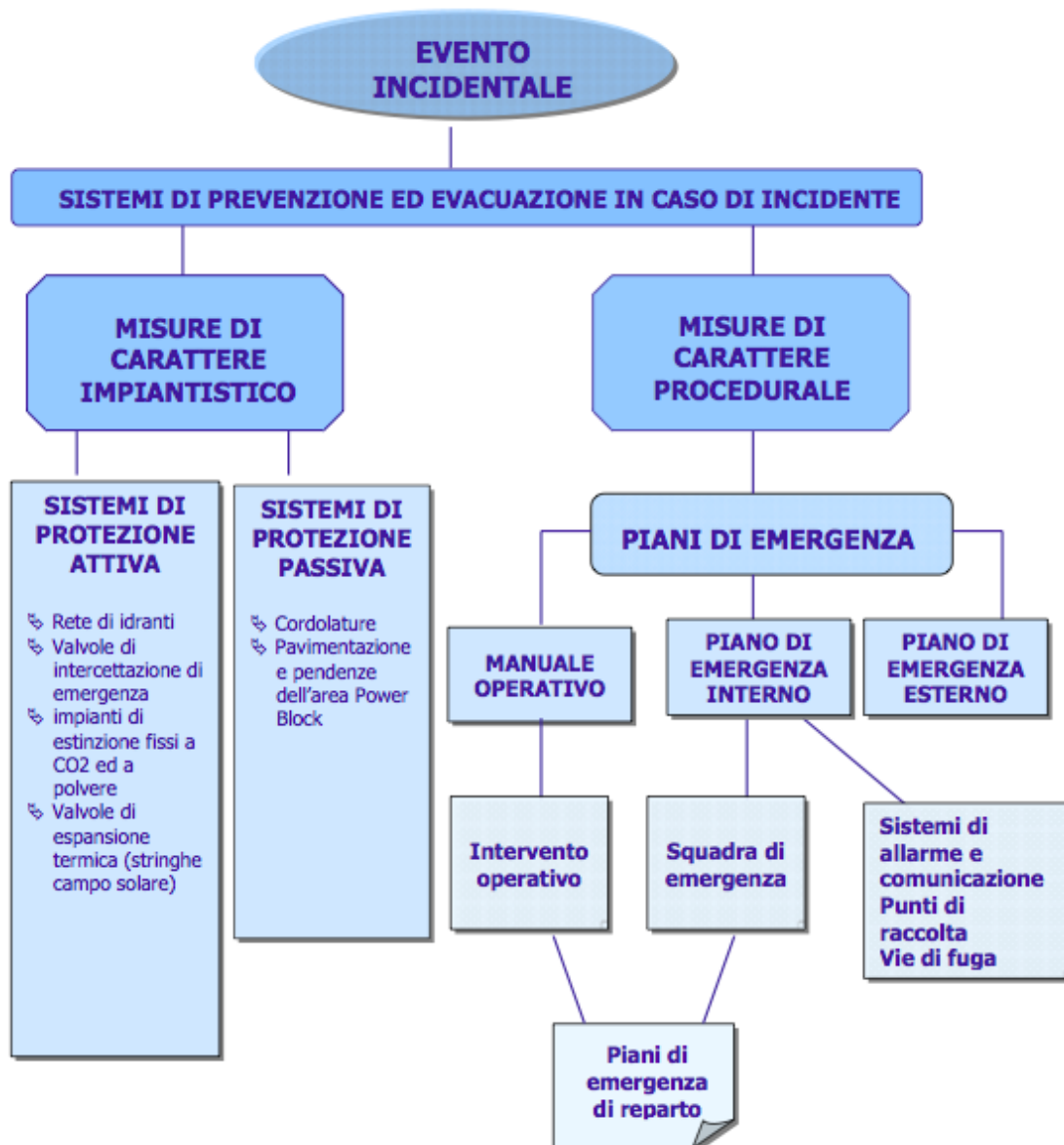
4. Gli atti adottati dal Comitato ai sensi dei commi 2 e 3 vengono trasmessi al Ministero dell'ambiente, al Ministero dell'interno, alla regione, al prefetto, al sindaco, nonché, per l'applicazione della normativa antincendi, al Comando provinciale dei Vigili del fuoco competente per territorio.


5. Il gestore dello stabilimento partecipa, anche a mezzo di un tecnico di sua fiducia, all'istruttoria tecnica prevista dal presente decreto. La partecipazione può avvenire attraverso l'accesso agli atti del procedimento, la presentazione di eventuali osservazioni scritte e documentazioni integrative, la presenza in caso di ispezioni o sopralluoghi nello stabilimento. Qualora ritenuto necessario dal Comitato, il gestore può essere chiamato a partecipare alle riunioni del Comitato stesso.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Si riporta in allegato il Rapporto Preliminare di Sicurezza redatto dalla TECSA Srl di Milano, che descrive gli scenari incidentali ipotizzabili in relazione alle sostanze pericolose presenti in impianto (Sali Fusi).

Considerato che le sostanze pericolose sopra soglia presenti in centrale, comprese nell'Allegato I Parte 1 e 2 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. (D.Lgs. 238/05), sono i Sali Fusi, di seguito si riporta una descrizione dei possibili eventi incidentali e i criteri di sicurezza individuati nel rapporto sopra citato.



GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.1. Analisi preliminare per individuare aree critiche di attività industriale

Il metodo utilizzato per l'analisi preliminare è quello indicizzato secondo quanto previsto dall'Allegato II del DPCM 31/03/89 (DPCM 31/3/98 "Applicazione dell'art.12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n.175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali").

Il metodo ad indici si basa sulla suddivisione dell'impianto in un certo numero di unità logiche che sono valutate singolarmente.

Ciascuna unità viene successivamente valutata con una procedura a due fasi:

Nella prima fase si individuano i fattori di penalizzazione in base a:

- **Rischi specifici delle Sostanze (M)**

Tengono conto delle particolari proprietà della sostanza chiave individuata che possono influire sulla natura di un incidente o sull'eventualità che esso si verifichi. La sostanza deve essere considerata alle condizioni in cui essa si trova abitualmente entro l'unità; perciò i fattori attribuiti in questa sezione possono variare da unità ad unità all'interno dell'impianto, anche se la sostanza coinvolta è la stessa.

- **Rischi Generali di Processo (P)**

Rischi connessi con il processo di base o con altre operazioni che vengono comunque effettuate all'interno dell'unità.

- **Rischi Particolari di Processo (S)**


Vengono attribuiti dei fattori a quelle caratteristiche delle operazioni di processo che aumentano il rischio globale, oltre a quanto considerato per i fattori precedenti. Influiscono molto in questa valutazione il livello delle apparecchiature di controllo e le caratteristiche delle protezioni esistenti.

- **Rischi dovuti alle Quantità (Q)**

Rischi aggiuntivi connessi con l'uso di grossi quantitativi di sostanze combustibili, infiammabili, esplosive o decomponibili.

- **Rischi connessi al layout (I)**

Le varie configurazioni di progetto e di layout dell'unità da valutare possono introdurre rischi ulteriori.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- **Rischi per la salute in caso di incidente (S)**

Il fattore tiene conto delle proprietà tossicologiche (PT) della sostanza chiave che caratterizza l'unità logica in oggetto.

Si calcolano quindi cinque indici "intrinseci" (incendio, F; esplosione confinata, C; esplosione in aria, A; rischio generale, G; rischio tossicità, T).

Il valore dell'indice G, determina il rischio globale di ciascuna unità logica, in relazione ad una scala di valori prefissata.


Nella seconda fase s'individuano i fattori di compensazione in base all'adozione di misure tendenti a ridurre sia il numero degli incidenti, sia l'entità potenziale degli incidenti.

- **Misure tendenti a ridurre il Numero degli Incidenti**

Comprendono le configurazioni di sicurezza e le misure preventive principalmente rivolte ad evitare incidenti e che, presumibilmente, possono conseguentemente produrre una riduzione del numero di incidenti. Tali caratteristiche compensative sono costituite dal tipo di compensazione meccanica, dalle strumentazioni di controllo e sicurezza, dalle procedure di esercizio e di manutenzione, dall'addestramento del personale, dalla buona conduzione e dal buono stato di manutenzione degli impianti. Alcune di queste caratteristiche agiscono direttamente per la compensazione del potenziale rischio, mentre altre (ad esempio: addestramento del personale) agiscono indirettamente, in quanto assicurano che le configurazioni di progetto non vengano eluse o eliminate. In tale area vengono considerati i fattori: K1, contenimento; K2, controllo del processo e K3, atteggiamento nei riguardi della sicurezza.

- **Misure tendenti a ridurre l'Entità Potenziale degli Incidenti**

Sono intese a minimizzare i danni conseguenti ad un incendio o ad un'esplosione. Tale compensazione risulta indispensabile in quanto è impossibile eliminare completamente il rischio che un incidente si verifichi. Come esempi si possono citare i sistemi di protezione antincendio e i sistemi antincendio fissi. In tale area vengono considerati i fattori: K4, protezioni antincendio; K5, isolamento

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

ed eliminazione delle sostanze e K6, operazioni antincendio.

Sulla base dei fattori K, si calcolano gli indici di rischio "compensati":

1. Indice di Incendio F'
2. Indice di esplosione di Processo C'
3. Indice di esplosione in Aria A'
4. Indice di Rischio Generale G'
5. Indice di Rischio Tossico T'

I valori degli indici di rischio sono stati confrontati con i valori limite ISPESL, che sono evidenziati nella tabella seguente:

	G	F	A	C	T
Lieve	0-20	0-2	0-10	0-1,5	0-5
Basso	20-100	2-5	10-30	1,5-2,5	5-10
Moderato	100-500	5-10	30-100	2,5-4	10-15
Alto I	500-1100	10-20	100-400	4-6	15-20
Alto II	1100-2500	20-50	---	---	---
Molto Alto	2500-12500	50-100	400-1700	>6	>20
Grave	12500-65000	100-250	>1700	---	---
Gravissimo	>65000	>250	---	---	---


Figura 56: Indici di Rischio

L'impianto in oggetto è composto dalle seguenti unità logiche:

- Unità 1 : Serbatoi sali fusi
- Unità 2 : Tubazioni sali fusi del campo solare

Nel seguito si riportano le tabelle conclusive che riassumono i risultati dell'applicazione del metodo ad indici per le unità sopra identificate.

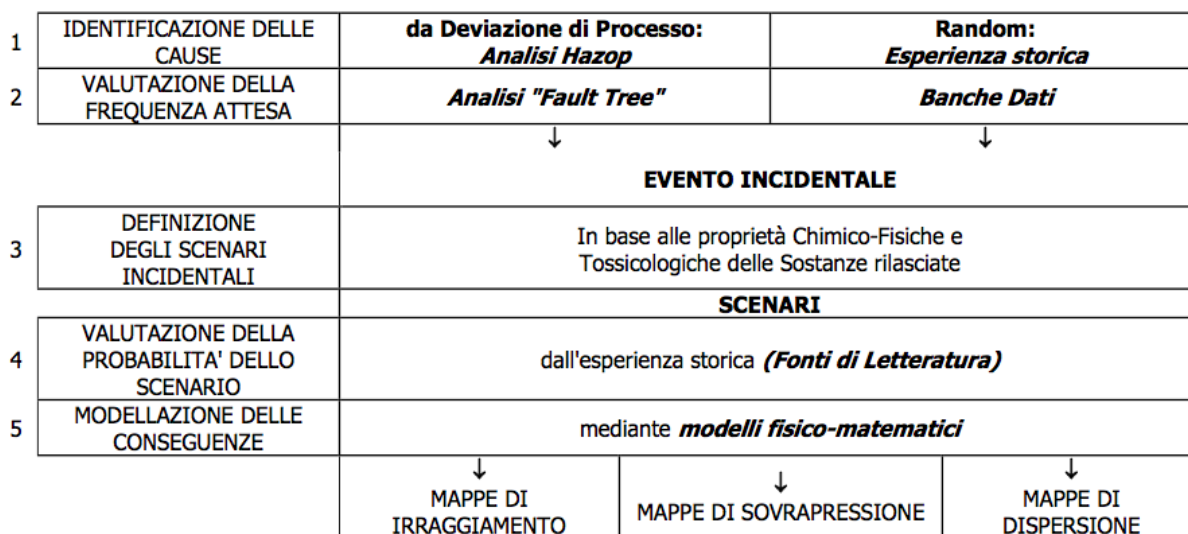
Riepilogo valori indice di rischio globale ed indice di tossicità unico iniziali e compensati								
Unità	G	Cat.	G'	Cat.	Tu	Cat.	Tu'	Cat
1. Serbatoi sali fusi	23.093	Grave	491	Moderato	2,65	Lieve	0,52	Lieve
2. Campo solare	844	Alto I	103	Moderato	1,6	Lieve	0,33	Lieve

CONNOSFANADIGA LTD	Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"	
	Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale	

1.3.3.1.2. **Eventi principali ragionevolmente prevedibili che potrebbero dare luogo ad un rilascio e le relative modalità di accadimento**

L'analisi di rischio per le unità individuate (identificazione degli eventi incidentali, definizione delle frequenze e stima delle conseguenze) è stata effettuata secondo il seguente schema logico:

ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI




– **Individuazione delle ipotesi incidentali**

Sono state esaminate le ipotesi di possibili incidenti credibili e stimate le frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali considerate.

Ipotesi	Descrizione	Frequenza Attesa
Ipotesi n. 1	Sovratemperatura loop campo solare	$1,0 \times 10^{-8}$ occ/anno
Ipotesi n. 2	Sovratemperatura serbatoi Sali Fusi	$2,19 \times 10^{-5}$ occ/anno
Ipotesi n. 3	Sovratemperatura Scambiatore sezione GV	$1,24 \times 10^{-7}$ occ/anno
Ipotesi n. 4	Sovratemperatura preriscaldatore	$2,1 \times 10^{-5}$ occ/anno
Ipotesi n. 5	Rilascio Sali Fusi accoppiamento flangiato scambiatori	$1,05 \times 10^{-3}$ occ/anno
Ipotesi n. 6	Danneggiamento pompe Sali Fusi	$3,9 \times 10^{-6}$ occ/anno
Ipotesi n. 7	Sovratemperatura serpentine riscaldatori Sali Fusi	$1,0 \times 10^{-7}$ occ/anno
Ipotesi n. 8	Spegnimento riscaldatori	$4,25 \times 10^{-8}$ occ/anno

(si sono considerati tutti i punti dove è possibile avere la presenza dei sali fusi, quindi anche i riscaldatori ausiliari nonostante la stima di funzionamento è di poche ore/anno)

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

– **Stima della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali individuate**

La valutazione delle frequenze è stata effettuata:

- per gli eventi incidentali di origine **random** in base ai ratei di rottura contenuti nelle fonti bibliografiche;
- per gli eventi causati da deviazioni di processo, mediante la tecnica degli Alberi di Guasto (Fault Trees), a partire dai parametri affidabilistici (rateo di guasto, intervallo di test, tempo di riparazione) di ciascun componente soggetto a guasto.

I dati affidabilistici sono stati definiti per ciascuna classe di componenti e, ove possibile, per ciascun modo di guasto rilevante ai fini dell'analisi, a seguito di una analisi critica comparativa svolta sui dati riportati nelle seguenti fonti:


- Exida
- Process Equipment Reliability Date (AICHE);
- Assessment of Industrial Risk in the Rijnmond Area (C&W);
- Loss Prevention in the Process Industries (LESS);
- Rijnmond - Cremer & Warner (USA);
- UKOPA.

Nel caso particolare, sono stati assunti i seguenti valori:

- per tutte le valvole è stato considerato un tempo di riparazione di 8 ore
- per tutti i trasmettitori, controllori, termocoppie è stato considerato un tempo di riparazione di 4 ore
- per tutti gli allarmi, i blocchi e le valvole di sicurezza è stato considerato un tempo di test di 1 anno.

Gli alberi di guasto sono stati quantificati mediante l'utilizzo del codice di calcolo LOGAN (RM Consultant).

Al fine della valutazione del livello di probabilità delle ipotesi incidentali è possibile associare al valore di frequenza di accadimento stimata una "classe di probabilità" secondo quanto indicato nella tabella seguente, tratta da: "General Guidance On Emergency Planning - Cimahi Regulation".

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA ATTESA DI ACCADIMENTO (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$>10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$<10^{-6}$

La classifica di cui sopra può essere espressa anche con riferimento alla classificazione qualitativa prevista dall'Allegato III al DPCM 31/03/89, estesa come dalla tabella seguente:


FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1000 anni	Media
Tra 1000 e 10000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10000 anni	Molto bassa

Dove le classi "Bassa, Media e Alta" assumono il seguente significato:

- Bassa: improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato
- Media: possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato
- Alta: evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

Associando i valori delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali stimate alle classi di probabilità riportate dal "Cimah Regulations" e nell'Allegato III al DPCM 31/03/89, è possibile pervenire ad una classificazione delle probabilità degli eventi incidentali ipotizzati.

Tale classificazione è riportata nella tabella seguente.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	


Ipotesi	Apparecchiatura	Causa	Possibile esito	Frequenza di accadimento	Classe di probabilità	
				(occ/anno)	Secondo CIMA	secondo DPCM 31/3/89
1	Campo solare	Sovratemperatura stringa	Rilascio di Sali fusi	$1,0 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
2	Serbatoi sali fusi	Sovratemperatura		$2,2 \cdot 10^{-5}$	Improbabile	Molto bassa
3	Sezione generazione vapore	Sovrapressione scambiatore		$1,2 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
4	Sezione generazione vapore	Sovratemperatura preriscaldatore		$2,1 \cdot 10^{-5}$	Improbabile	Molto bassa
5	Sezione generazione vapore	Rottura casuale accoppiamento flangiato		$1,05 \cdot 10^{-3}$	Abbastanza improbabile	Media
6	Serbatoi sali fusi	Danneggiamento pompe		$3,19 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile	Molto bassa
7	Riscaldatori Sali fusi	Sovratemperatura serpentini	Incendio riscaldatori	$1,00 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
8	Riscaldatori Sali fusi	Spegnimento bruciatori	Esplosione riscaldatori	$4,25 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile	Molto bassa

1.3.3.1.3. Circostanze nelle quali possono essere massime le conseguenze dei rilasci e stima delle aree interessate

Ipotesi di lavoro

La valutazione delle conseguenze connesse agli eventi incidentali individuati e descritti in precedenza è stata effettuata con l'ausilio del programma di calcolo PHAST Professional della DNV Technica, versione 6.7.

I valori di soglia degli effetti incidentali da adottare nella valutazione delle conseguenze sono riportati nella seguente tabella, prendendo a riferimento anche

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

quanto riportato nel Decreto Ministero dei lavori Pubblici 9/5/2001 "Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante".

Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture/ Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ² (*)
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	1/2 LFL			
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC50		IDLH		
UVCE/CVE (sovrapressione di picco)	0,6 bar (0,3 bar **)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar

(*) Il valore di riferimento per strutture ed apparecchiature di processo risulta pari a 37,5 kW/m² per apparecchiature in pressione e strutture in acciaio, sulla base di quanto riportato in allegato 1 – punto 4 della bozza del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Criteri per l'individuazione e la perimetrazione di aree ad elevata concentrazione di stabilimenti soggetti al Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, n. 334, e per la predisposizione e la valutazione dello studio di sicurezza integrato".

(**) In presenza di edifici o altre strutture il cui collasso possa determinare letalità indiretta

Legenda


- LFL = Limite inferiore di infiammabilità
 LC50 = Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti.
 IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive
 Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili
 UVCE = Esplosione non confinata

Tempi di rilascio

I tempi di rilascio sono stati definiti tenendo conto delle considerazioni riportate in Appendice III al D.M. 20 ottobre 1998: "Criteri di valutazione ed analisi dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi liquidi facilmente infiammabili e/o tossici":

Ai fini della valutazione dell'adeguatezza dei termini di sorgente impiegati per il calcolo delle conseguenze da parte del fabbricante, si tenga presente che i tempi mediamente assunti per il rilascio da rottura di tubazione, nel caso di liquidi infiammabili e tossici, sono nel campo di:

- 1 min. - 3 min. in presenza di sistema di rilevamento di fluidi pericolosi, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, con allarme e pulsanti di emergenza per chiusura valvole installati in più punti del deposito
- 10 min. - 15 min. in presenza di sistemi di rilevamento di fluidi pericolosi con

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

allarme, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo e in presenza di valvole manuali;

- *20-30 min. negli altri casi.*

Individuazione degli scenari Incidentali

Gli scenari incidentali considerati come rappresentativi (TOP EVENTS) hanno generalmente frequenza uguale o superiore a $10^{-4}/10^{-5}$ occ/anno, così come indicato nelle linee guida del DIP. PROT. CIVILE.

In alcuni casi di maggior gravità delle conseguenze per l'esterno, sono stati considerati anche eventi con frequenza uguale o superiore a $10^{-5}/10^{-6}$ occ/anno, così come in uso presso altri Paesi europei.

Per il caso in esame, si è pertanto proceduto all'analisi delle conseguenze derivanti dal verificarsi delle ipotesi incidentali aventi frequenza di accadimento $>10^{-6}$ occ/anno.

Gli scenari incidentali derivanti da un evento iniziatore sono funzione delle caratteristiche di pericolosità della sostanza rilasciata.

Nel caso del verificarsi di una delle ipotesi incidentali caratterizzate da una frequenza di accadimento $>10^{-6}$ occ/anno, il prodotto rilasciato è costituito da una miscela di Sali Fusi ad elevata temperatura.

Tale sostanza non è tossica, né infiammabile, pertanto non sono ipotizzabili eventi incidentali di dispersione tossica, dispersione infiammabile con innesco (flash fire), o esplosione non confinata (UVCE).


I Sali fusi sono invece comburenti, pertanto il rischio associato ad un rilascio è riconducibile all'innesco di un eventuale prodotto combustibile che venisse a contatto con gli stessi, e conseguente incendio.

Conseguenze dei rilasci di Sali Fusi

Come scritto, gli eventi incidentali considerati sono relativi al rilascio di sali fusi ad alta temperatura (max 550°C).

Tali sali, a contatto con l'aria si raffreddano e solidificano, e pertanto possono essere asportati meccanicamente.

Presso il Centro ENEA di Casaccia sono stati effettuati alcuni studi per verificare il

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

comportamento dei sali fusi rilasciati nell'ambiente.

Le prove sperimentali hanno evidenziato che il sale fuso sul terreno solidifica rapidamente.

I sali fusi non sono infiammabili pertanto, in caso di rilascio degli stessi in assenza di sostanze combustibili, non risulta ipotizzabile la formazione di un pool fire o di un jet fire.

Solo in caso di presenza di sostanze combustibili all'interno dell'area eventualmente interessata da un rilascio di Sali fusi, potrebbe avere origine un incendio del materiale combustibile coinvolto.

Le sostanze combustibili che saranno presenti all'interno dello Stabilimento sono essenzialmente riconducibili a:


- l'olio contenuto nelle centraline idrauliche asservite agli specchi
- il gasolio impiegato come combustibile nei riscaldatori ausiliari dei Sali fusi e nella caldaia di primo avviamento

Relativamente al Sistema stoccaggio del gasolio, si segnala che, il serbatoio di stoccaggio sarà posizionato all'interno di un'area di contenimento, completamente separata dai circuiti contenenti Sali fusi, pavimentata e cordolata, di capacità pari o superiore a quella dello stesso serbatoio.

La possibilità di un incendio di quantità rilevanti di olio è da ritenersi trascurabile, considerando che:

- La quantità di olio presente in una centralina è dell'ordine di qualche centinaia di litri
- Il rilascio di Sali fusi dovrebbe verificarsi in prossimità di una centralina, contemporaneamente al danneggiamento delle tenute o dei sistemi della centralina, con rilascio di olio

In caso di rilascio nel bacino di contenimento dei serbatoi di accumulo dei Sali, la probabilità di sviluppo di un incendio è marginale, non essendo prevista la presenza di sostanze combustibili nell'area.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.4. Misure adottate per prevenire i rilasci di Sali Fusi

Per quanto riguarda le parti d'impianto non menzionate specificatamente, esse saranno progettate secondo i seguenti criteri:

- raggiungere elevati livelli di sicurezza del personale;
- 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.

I criteri adottati per prevenire rilasci di sali fusi e l'insorgere di condizioni pericolose ricadono in due categorie:


- a) misure di carattere impiantistico
- b) misure di carattere operativo/procedurale.

– PRECAUZIONI IMPIANTISTICHE

I criteri costruttivi e di progettazione sono rivolti a prevenire in generale gli eventi incidentali, o quanto meno a minimizzarli: si sono applicati gli standard costruttivi più avanzati utilizzati per gli impianti del settore specifico.

In particolare questi standard prevedono:

- Progettazione ed esecuzione secondo norme e standard di qualificazione internazionale.
- Opportuna scelta dei materiali in relazione ai fluidi di processo.
- Dimensionamento adeguato dei sovrassessori di corrosione per apparecchiature e tubazioni critiche.
- Impiego di strumentazione di controllo, allarme e blocco altamente affidabile.
- Allarmi e blocchi automatici con strumentazione acustica e visiva, sia locali che in sala controllo per la segnalazione degli scostamenti dei parametri dalle normali condizioni operative.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- Adozione di valvole di blocco su apparecchiature e linee, in accordo con le normative di legge.
- Apparecchiature a pressione costruite e verificate in ordine alle normative di legge vigenti (ISPESL e ASL).
- Minimizzazione del numero di accoppiamenti flangiati.
- Adozione di tenute doppie per le pompe "critiche".
- Intercettazioni su tutti i fluidi ai limiti di batteria dell'impianto.

Rientrano nelle misure di carattere impiantistico gli standard di progettazione meccanica delle apparecchiature di processo e dei serbatoi di stoccaggio, la tipologia degli impianti elettrici in relazione alla loro ubicazione, i dispositivi atti a impedire la formazione di cariche elettrostatiche, il rispetto di opportune distanze di rispetto e di sicurezza, l'utilizzo di criteri di funzionamento automatico orientati alla sicurezza.

I serbatoi di stoccaggio, le apparecchiature e le linee saranno collegati elettricamente a terra mediante un adeguato numero di dispersori tutti collegati ad un'unica rete di terra equipotenziale, posti in gran parte in pozzetti ispezionabili.

La resistenza globale verso terra risulta essere inferiore a 0,1 ohm.

Le strutture di supporto delle tubazioni saranno analogamente collegate alla rete di terra, come pure tutte le apparecchiature elettriche e ogni massa metallica significativa.


Tutte le flange e le valvole inserite nelle tubazioni saranno opportunamente cavallottate al fine di assicurare la continuità elettrica delle stesse.

I criteri di progetto dei sistemi di controllo automatico di processo saranno improntati alla logica "fail safe", vale a dire posizionamento automatico delle apparecchiature di controllo nello stato più sicuro in caso di mancanza di energia o guasto.

– PRECAUZIONI OPERATIVE

Le precauzioni adottate per prevenire i rischi connessi ad errori umani, consistono essenzialmente in:

- Norme operative scritte per le operazioni di marcia normale, le situazioni di avviamento e di fermata, le emergenze operative ed incidentali.
- Utilizzo di check list per le operazioni routinarie.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- Supervisorì d'impianto e personale operativo addestrato e qualificato.
- Controlli non distruttivi eseguiti su linee e apparecchiature (radiografie, ultrasuoni, liquidi penetranti, ecc.).
- Selezione adeguata del personale.
- Istruzioni/manuali operativi.
- Cartellonistica di sicurezza ed operativa.
- Corsi di aggiornamento.
- Riunioni periodiche di sicurezza.

Le misure atte a prevenire gli eventi incidentali individuati mediante l'analisi di rischio sono principalmente:

- strumentazione di regolazione automatica
- sistemi di segnalazione ed allarme (locali e remoti) che rilevano i valori assunti dei parametri di processo al di fuori del normale campo di lavoro
- valvole di sicurezza
- sistemi automatici di blocco
- valvole di intercettazione di emergenza motorizzate
- sistemi di rilevazione incendio
- sistemi attivi e passivi di protezione incendio
- ispezioni periodiche alle linee ed apparecchiature critiche


Per quanto riguarda le attività d'ispezione, queste saranno regolate sulla base di procedure specifiche, che prevedono le seguenti modalità:

Tubazioni

- Applicazione procedure controllo qualità;
- Spessimetrie e controlli con liquidi penetranti, con frequenza e punti di controllo variabili in funzione della criticità individuata in relazione alla tipologia di fluido, alle condizioni operative, ed ai risultati delle precedenti verifiche ispettive.

Apparecchiature

- Verifica ISPESL delle apparecchiature all'atto dell'installazione;
- Controlli spessimetrici su tutte le apparecchiature sotto controllo ASL, a 5 anni

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

dalla messa in esercizio;

- Spessimetrie ed ispezioni interne (in occasione di fermata) con frequenze variabili in funzione della criticità prevista sulla base del fluido contenuto nelle apparecchiature, e dei risultati delle precedenti ispezioni.

Le soluzioni specifiche impiantistico e procedurali che saranno adottate per rendere più remote le frequenze di accadimento e per minimizzare gli effetti incidentali, sono di seguito indicate e così suddivise:

- A. al fine di ridurre la frequenza delle rotture casuali;
- B. al fine di ridurre la probabilità e/o la frequenza degli eventi incidentali;
- C. al fine di mitigare le conseguenze degli scenari incidentali.

Soluzioni specifiche impiantistico e procedurali

A.


- percorso tubazioni: in generale, le tubazioni saranno installate all'interno dell'area dell'impianto e quindi non soggette a urti con mezzi mobili.
- strutture di sostegno tubazioni: tutti i supporti delle tubazioni ed i pipe-rack sono progettati per resistere al carico di progetto, ai carichi dinamici, ai carichi dovuti all'intensità del vento.
- sovrassessori di corrosione per tubazioni e vessels in funzione delle condizioni di processo e dell'aggressività dei prodotti lavorati;
- minimizzazione degli accoppiamenti flangiati;
- procedure di ispezione periodiche delle apparecchiature e tubazioni in pressione.

B.

- sistemi di allarme e blocco altamente affidabili;
- sistemi di intercettazione installati su apparecchiature e linee critiche e/o ad elevato hold-up;
- procedure di controllo periodico dell'affidabilità dei sistemi di allarme e blocco;

C.

- sistemi di protezione antincendio attivi (impianti fissi antincendio);

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.5. Precauzioni e/o coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione dell'impianto

Terremoto

Con riferimento alla Nuova classificazione sismica, il nuovo impianto solare termodinamico sarà installato in zona sismica 4, caratterizzata da una accelerazione al suolo $a_g = 0.025 \text{ m/s}^2$.

Per la progettazione delle strutture saranno adottati i provvedimenti previsti dal DM Infrastrutture del 14 Gennaio 2008.

Inondazioni

La pavimentazione delle aree di impianto è prevista con opportune pendenze e la rete fognaria per le acque piovane sarà dimensionata per smaltire la massima portata prevedibile.

Il sistema di trattamento acque sarà dimensionato allo scopo di tragaruardare i limiti previsti dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. e le direttive regionali in materia.

Caduta Fulmini


Per quanto riguarda i fulmini, le attività oggetto del presente rapporto saranno protette da impianti di messa a terra e protezione contro le scariche atmosferiche, regolarmente collaudati e realizzati secondo le norme CEI 81-1.

Vento

Le strutture saranno state progettate in accordo ai disposti di cui al DM Infrastrutture del 14 Gennaio 2008 per la zona 5.

Standard tecnici di progettazione e regolamenti internazionali

Saranno applicabili al progetto i seguenti standard di progettazione (Figura 57).

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

ANSI	American National Standard Institute
API	American Petroleum Institute
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigeration & AC Engineers
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
DIN	Deutsches Institut für Normung
HEI	Heat Exchange Institute
IEC	International Electro-technical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Eng.
ISA	Institute Society of America
ISO	International Standards Organization
NFPA	National Fire Protection Association
SSPC	Steel Structure Painting Council
TEMA	Tabular Exchange Manufacturers Association
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
UNI	Comitato Nazionale Italiano di Unificazione
ISPESL	Istituto Superiore per la Prevenzione e la sicurezza del Lavoro

Figura 57: Principali Standard di Progettazione

I principali regolamenti per alcuni componenti e sistemi sono mostrati in Figura 58.

Turbina a vapore e ausiliari	DIN, IEC
Scambiatori di calore	TEMA
Sistemi meccanici isola di potenza	DI, ISO
Sistemi meccanici all'esterno dell'isola di potenza	DIN, ASTM, ASME, ISO
Componenti elettrici e generatori	IEC., ANSI, CEI
Controllo e regolazione	ISO, DIN, IEC
Tubazioni	ANSI, ASTM, API, DIN
Civile	UNI, ISO, ASTM, DIN

Figura 58: Principali Regolamenti per Componenti e Sistemi

1.3.3.1.6. Norme di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo e degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche e le scariche elettrostatiche


a) Impianti elettrici

Il sistema elettrico sarà progettato in modo da:

- raggiungere elevati livelli di sicurezza del personale;
- assicurare un'alta affidabilità;

Inoltre, saranno utilizzati componenti a basso livello di guasto.

Il sistema elettrico sarà conforme ai requisiti di sicurezza prescritti nelle norme

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV" e CEI 64-3 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua", ed in accordo alle norme generali di sicurezza e alle prescrizioni legali in vigore in Italia.

Saranno adottate tutte le precauzioni necessarie alla protezione del personale di manutenzione e conduzione dell'impianto.

La progettazione e la realizzazione del sistema elettrico garantiranno altresì il facile accesso alle apparecchiature per ispezioni, manutenzione e/o riparazioni; le apparecchiature stesse avranno caratteristiche tali da non presentare rischi per il personale durante tali operazioni.

Le apparecchiature saranno dotate di tutti i dispositivi di sicurezza contro rischi meccanici ed elettrici relativi all'uso o alla manutenzione, quali interblocchi elettromeccanici, schermi, coperchi, lucchetti, recinzioni, etc.

L'impianto elettrico sarà progettato e costruito in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici.

Tutte le apparecchiature ed i sistemi riconducibili alla definizione di "macchina" saranno conformi a quanto previsto dalla Direttiva macchine 2006/42/CE.


Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi che formano la centrale, saranno conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 2004/108/EC "Direttiva EMC".

Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi costituenti la centrale saranno dotati di marcatura "CE".

Nell'ambito del progetto è prevista l'installazione di un generatore di energia elettrica di emergenza.

b) Sistemi di strumentazione di controllo

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

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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.

c) Impianti di protezione contro le scariche atmosferiche e le scariche elettrostatiche

L'impianto di terra garantirà un elevato livello di sicurezza del personale in accordo alla normativa vigente CEI 11-1, limitando le tensioni di passo e contatto e le sovratensioni dovute a fulminazioni e ad eventuali cariche elettrostatiche.


Saranno, inoltre, garantiti i criteri di sicurezza per sovratensioni dovute a fulminazioni ed eventuali cariche elettrostatiche.

L'impianto sarà progettato in maniera da garantire gli adeguati livelli di protezione dai contatti diretti ed indiretti.

d) Impianto di protezione contro i fulmini

Se necessario, sarà prevista una protezione contro i fulmini per tutte le strutture installate nell'impianto.

Calcoli appropriati saranno eseguiti in accordo alla norma CEI 81-10 ed al livello ceraunico della zona per individuare gli edifici e gli apparati da proteggere.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.7. Norme e/o criteri utilizzati per la progettazione dei sistemi di scarico di pressione (valvole di sicurezza, dischi di rottura, ecc.) per i recipienti di processo

La progettazione dei dispositivi di scarico di pressione sarà effettuata considerando:

- Dimensionamento in accordo alle Norme ISPEL o 97/23 PED per scarico dei gas e vapori.
- Dimensionamento in accordo alle API RP520 per scarico di liquidi e bifase.

Le valvole di sicurezza installate su ogni singola stringa del campo solare, saranno progettate per protezione contro espansione termica impedita.

Sono inoltre installate valvole di sicurezza sulle apparecchiature (lato mantello) della sezione di generazione vapore:

1. evaporatore;
2. economizzatore;
3. riscaldatore;
4. surriscaldatore.


1.3.3.1.8. Norme e/o criteri utilizzati per il progetto dei recipienti, dei serbatoi e delle tubazioni

Nella progettazione dei recipienti a pressione sarà seguita la vigente normativa tecnica italiana:

- PED Direttiva 97/23/CE
- EN 13445 (Recipienti in pressione)

Nella progettazione delle tubazioni saranno seguiti codici e standard internazionali, quali:

- ASME B36.19
- ASME B36.10
- EN 13480
- ANSI B1.1
- ANSI B1.20.1
- ANSI B16.5

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

- ANSI B16.20
- ANSI B16.11
- ANSI B16.47
- ASME B31.1
- ASME B31.3
- EJMA

I serbatoi atmosferici sono progettati in accordo a:

- API Std 650

Tutte le apparecchiature a pressione sono soggette alle verifiche periodiche previste dalla Normativa vigente.

1.3.3.1.9. Procedure particolari di controllo per la fabbricazione e l'installazione delle apparecchiature

La verifica sui materiali tecnici utilizzati nell'impianto sarà effettuata al momento dell'acquisto dei materiali presso i fornitori o presso l'impianto al momento del ricevimento.


Saranno seguite procedure rigorose che prevedono controlli non distruttivi (radiografia delle saldature, controllo spessori liquidi penetranti, ecc.) da eseguirsi sia nella fase di costruzione, sia in quella di avviamento ed esercizio.

1.3.3.1.10. Sistemi di rilevamento gas e/o rilevazioni incendi e pulsanti di emergenza

L'impianto solare termodinamico sarà equipaggiato con un sistema di rilevazione incendi.

Il sistema di rilevazione sarà progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:

- rapido riconoscimento di incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti interni;
- estinzione di incendi nelle aree esterne (piazzali) con idranti a colonna da esterno;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.11. Prodotti di combustione derivanti da eventuali incendi di sostanze presenti nell'impianto

I prodotti di combustione derivanti da eventuali incendi o decomposizione termica dei Sali fusi sono riconducibili ad ossidi di azoto, di potassio e di sodio.

1.3.3.1.12. Circostanze che possono produrre interazioni dirette tra gli effetti di incendio ed esplosione con le parti di impianto ove vengano processate o depositate sostanze pericolose

Il rilascio di Sali fusi non è in grado di causare danno ad impianti adiacenti, dal momento che gli eventuali danni sono limitati all'area interessata dal rilascio.

La presenza del bacino di contenimento intorno ai serbatoi di stoccaggio e il rapido raffreddamento del prodotto impediscono inoltre che un eventuale sversamento si estenda al di fuori dell'impianto.

1.3.3.1.13. Analisi dei possibili effetti domino


Gli scenari incidentali individuati per il progetto in esame comportano il rilascio di sali fusi, sostanze comburenti.

I sali fusi non sono infiammabili pertanto, in caso di rilascio degli stessi in assenza di sostanze combustibili, non risulta ipotizzabile la formazione di un pool fire o di un jet fire.

I sali fusi rilasciati all'interno dell'area cordolata in cui saranno posizionati gli scambiatori, a contatto con l'aria si raffreddano e solidificano, e pertanto possono essere asportati meccanicamente.

Per l'analisi degli effetti domino è stato adottato l'approccio metodologico proposto in allegato 1- punto 4 della bozza del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Criteri per l'individuazione e la perimetrazione di aree ad elevata concentrazione di stabilimenti soggetti al Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, n. 334 e per la predisposizione e la valutazione dello studio di sicurezza integrato".

Sulla base degli scenari incidentali individuati nello stesso "Rapporto Preliminare di Sicurezza", non si evincono effetti domino.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.3.3.1.14. Sistemi previsti per contenere una fuoriuscita di sostanze infiammabili

In caso di rilascio di sali fusi dai serbatoi di accumulo, è previsto uno specifico bacino di contenimento pavimentato e munito di cordoli; inoltre lo spandimento del prodotto in caso di fuoriuscita è estremamente limitato in quanto solidifica rapidamente una volta raffreddatosi.

Il serbatoio di gasolio sarà posizionato all'interno di un bacino di contenimento, pavimentato di capacità pari a quella del serbatoio.

1.3.3.1.15. Manuale Operativo

Sarà redatto il Manuale Operativo e di Emergenza per l'impianto.

Saranno inoltre elaborate per le principali attività effettuate nell'impianto procedure operative scritte che saranno parte integrante del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (Cap. Controllo Operativo).

Il personale direttivo e le maestranze saranno impegnati periodicamente in corsi di formazione.

1.3.3.1.16. Fonti di rischio mobile

Nell'impianto in oggetto l'approvvigionamento del gasolio avverrà mediante autobotte, con utilizzo di manichetta flessibile.


Il percorso dell'autobotte sarà tale da non interferire con le parti di impianto.

Sono previsti inoltre mezzi mobili per la pulizia periodica degli specchi solari.

1.3.3.1.17. Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, un cedimento catastrofico delle strutture, dei serbatoi e delle tubazioni

Le pareti dei serbatoi dei sali fusi saranno realizzate mediante una delle seguenti soluzioni:

- la costruzione di un recipiente esterno in acciaio al carbonio, mattoni refrattari interni e una camicia corrugata interna.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

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

La scelta definitiva verrà fatta dopo una valutazione progettuale e di costi-benefici. Il tetto e il fondo del serbatoio si prevedono interamente in acciaio inossidabile.

1.3.3.1.18. Sistemi di prevenzione ed estinzione degli incendi ivi comprese le misure per lo sfollamento nonché i lineamenti del piano di emergenza interno

L'impianto solare termodinamico sarà equipaggiato con un sistema di protezione antincendio progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:


- rapido riconoscimento di incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti interni;
- estinzione di incendi nelle aree esterne (piazze) con idranti a colonna da esterno;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento.

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;
- idranti da interno;
- impianti di estinzione fissi a CO₂ ed a polvere;
- estintori portatili di incendio.

Riserva acqua antincendio

Per l'alimentazione della rete antincendio sarà realizzato un serbatoio di stoccaggio, avente caratteristiche tali da renderlo "alimentazione idrica superiore" (così come definita dalla norma UNI 12845) in quanto la norma UNI 10779 in Appendice A punto

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	


A.1.3 dispone che per le aree di pericolosità 3 “[...] l’alimentazione della rete idranti deve essere almeno di tipo singolo superiore [...]”.

Il dimensionamento della capacità del serbatoio sarà stata effettuata ipotizzando lo scenario incidentale più gravoso in termini di fabbisogno idrico.

Il dimensionamento dello stoccaggio sarà effettuato in accordo con la norma UNI VVF 12845.

La descrizione di dettaglio ed i requisiti progettuali dei sistemi di protezione antincendio saranno illustrati nei documenti da presentare per l’ottenimento del Certificato Prevenzione Incendi (CPI), rilasciato dal Comando Provinciale dei vigili del fuoco.

Nel caso di attività soggette alla presentazione del rapporto di sicurezza previsto dal D.Lgs. 334/99, il CPI dovrà essere valutato di concerto con i documenti previsti dal citato decreto ed in più dovrà riportare la seguente frase, come specificato nella lettera di chiarimento, pubblicata il 24/04/2008, del Ministero dell’Interno – Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile - Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica Area Rischi Industriali: *“Si richiamano gli obblighi del gestore dell’attività ai sensi del D. lgs. 334/99 e s.m.i. nonché quelli previsti dal D.M. 16 marzo 1998 relativamente all’informazione, addestramento ed equipaggiamento di coloro che lavorano in situ e dal D.M. 9 agosto 2000 in merito all’attuazione del sistema di gestione della sicurezza.”*

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.4. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

In osservanza a quanto riportato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) prot. TRISPA/P20120004515 del 11/07/2012 fornita dal Gestore di Rete Terna SpA, le opere strettamente necessarie alla connessione dell'impianto solare termodinamico in oggetto sono costituite da:

- elettrodotto in antenna a 150 kV, che costituirà impianto di utenza per la connessione;
- nuovo stallo arrivo produttore a 150 kV nella stazione di trasformazione 220/150 kV, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Sulcis-Oristano", che costituirà impianto di rete per la connessione.


Si è individuata la soluzione di connessione di seguito descritta (Figura 59) per il tracciato di collegamento della centrale al nuovo stallo della stazione di trasformazione 220/150 kV (SE) da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Sulcis-Oristano", 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, più breve lunghezza del tracciato (circa 13,7 km) e dell'assenza di vincoli nell'area individuata per l'ubicazione della nuova SE.

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 SE sopradetta attraverso un elettrodotto AT a 150 kV in cavo interrato.

Il tracciato dell'elettrodotto è illustrato di seguito (Figura 59).

Per maggiori informazioni, si rimanda alla "Relazione Tecnico-Descrittiva" del Progetto Preliminare delle Opere di Connessione alla RTN.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

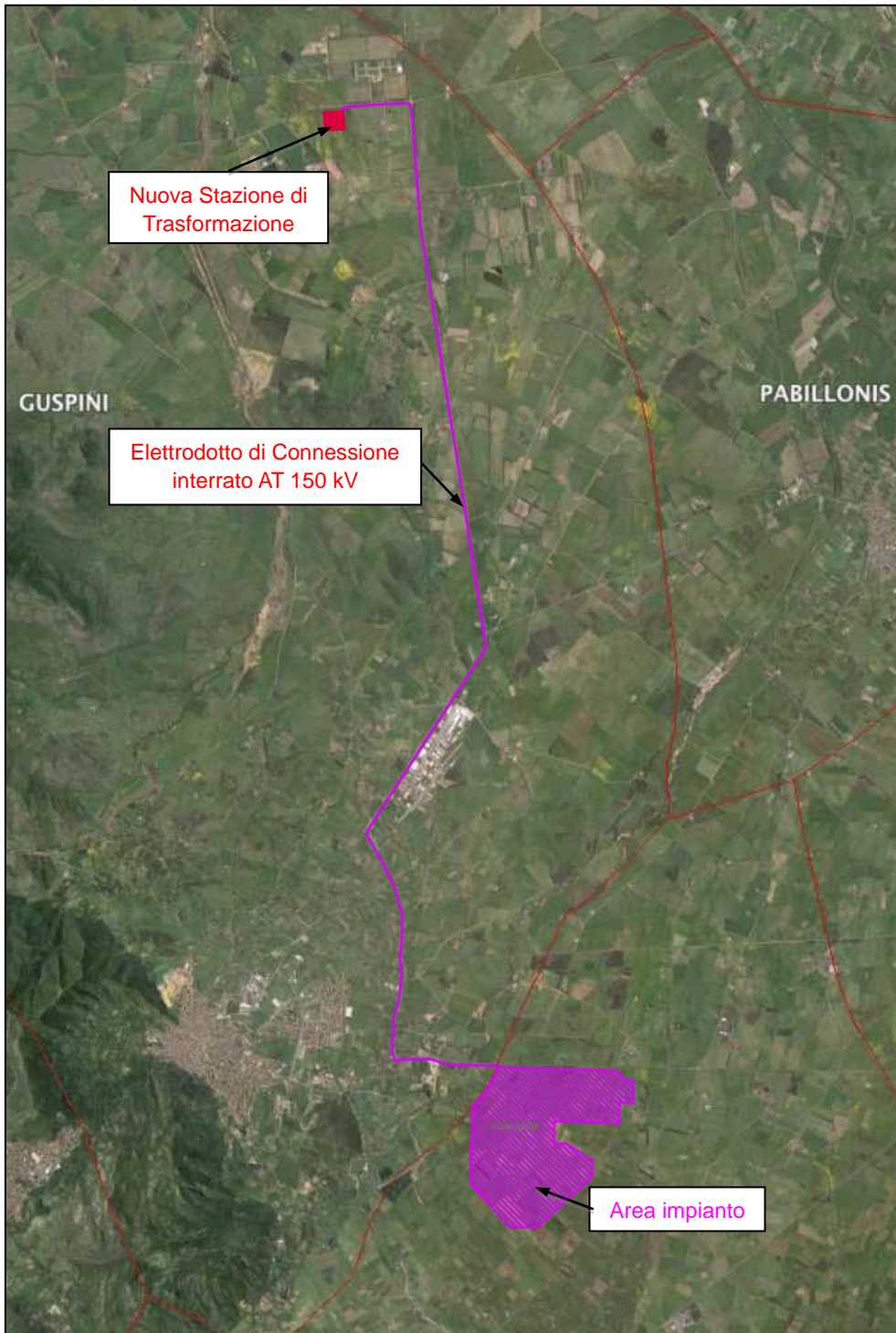



Figura 59: Inquadramento Elettrodotto di Connessione su Ortofoto (Progetto Preliminare)

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.4.1. DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

1.4.1.1. Elettrodotta Interrata

I cavi dovranno essere conformi alla norma italiana CEI 20-66:2010-02 attualmente in vigore, identica alla CENELEC HD 632 S2:2008-11 e conforme alla IEC 60840:2011.

Una soluzione per la realizzazione dell'elettrodotta può essere quella di utilizzare tre cavi unipolari, con conduttore in alluminio di sezione pari a 400 mm².


Le caratteristiche del singolo cavo sono riportate di seguito (Figura 60).

Caratteristiche di costruzione	
Materiale del conduttore	Alluminio
Isolamento	XLPE (chemical)
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta
Guaina metallica	Alluminio corrugato termosaldato
Caratteristiche dimensionali	
Diametro del conduttore	23,3 mm
Sezione	400 mm ²
Spessore del semi-conduttore interno	1,5 mm
Spessore medio dell'isolante	20,7 mm
Spessore del semi-conduttore esterno	1,3 mm
Spessore guaina metallica, approx	1,9 mm
Spessore guaina	3,9 mm
Diametro esterno nom.	95,0 mm
Sezione schema	470 mm ²
Peso approssimativo	7 kg/km
Caratteristiche elettriche	
Max tensione di funzionamento	170 kV
Messa a terra degli schemi - posa a trifoglio	In presenza di corrente
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio	485 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio	420 A
Portata di corrente, cavi in aria a 30°C, posa a trifoglio	635 A
Portata di corrente, cavi in aria a 50°C, posa a trifoglio	505 A
Messa a terra degli schemi - posa in piano	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano	550 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano	475 A
Portata di corrente, cavi in aria a 30°C, posa in piano	725 A
Portata di corrente, cavi in aria a 50°C, posa in piano	585 A
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,078 Ohm/km
Capacità nominale	0,15 µF / km
Corrente ammissibile di corto circuito	50 kA
Tensione operativa	150 kV

Figura 60: Caratteristiche cavo Nexans

Indipendentemente dal costruttore, le specifiche ricercate saranno in ogni caso simili a quelle presentate nella tabella precedente.

Si valuta la possibilità di utilizzare un cavo dotato di fibra ottica inclusa durante il processo di estrusione in alternativa all'aggiunta di un cavo in fibra ottica specifico per linee in alta tensione interrato nella stessa trincea dell'elettrodotta.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Il calcolo della portata in regime permanente può subire variazioni in funzione delle condizioni ambientali e di posa.

Questo sarà corretto in fase di progettazione definitiva tenendo conto delle seguenti possibili scelte progettuali:

- tipologia di posa (cavi disposti a trifoglio o in piano) ;
- eventuale collegamento degli schermi in "cross-bonding";
- temperatura del conduttore ammissibile in regime permanente;
- profondità di posa;
- caratteristiche del terreno (temperatura, conducibilità termica).

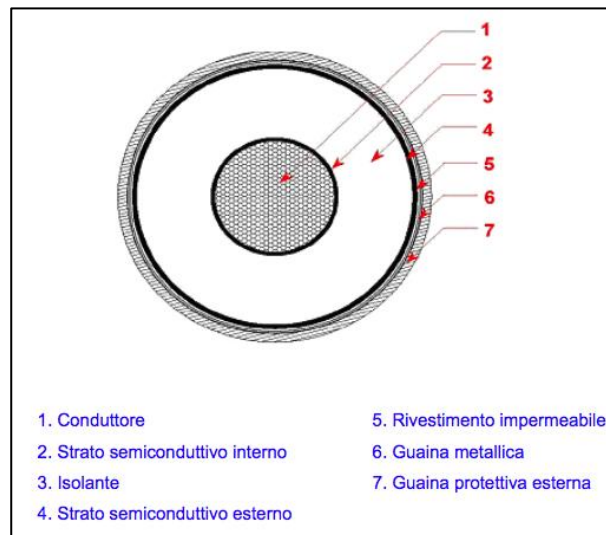


Figura 61: Sezione Cavo AT tipo

I cavi saranno interrati ed installati in una trincea della profondità di circa 1,50 metri, con disposizione delle fasi che potrà essere a trifoglio o in piano, come rappresentato nella figura seguente:

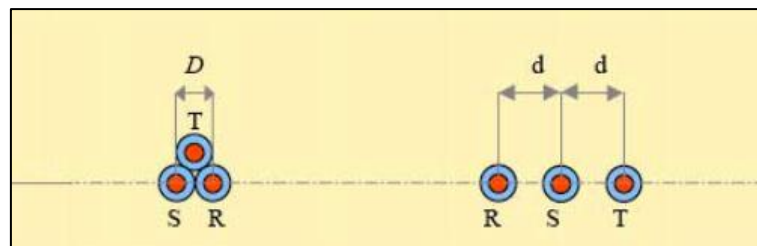



Figura 62: Modalità di posa dei cavi interrati

Nello stesso scavo, potranno essere posati uno o più cavi con fibre ottiche, se

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

opportuno.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica potrà essere corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento "mortar", e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, e, ove necessario, anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore non inferiore a 6 cm.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

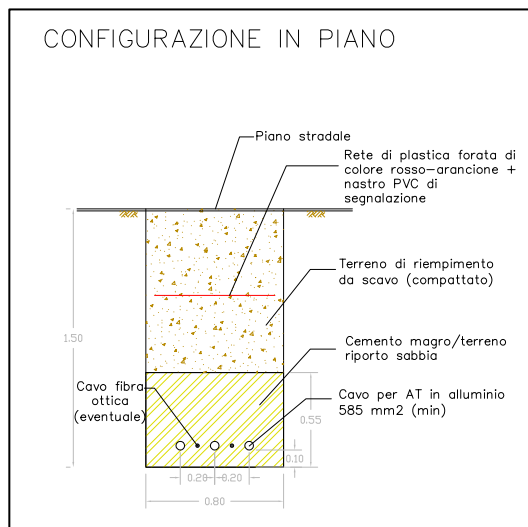


Figura 63: Sezioni tipo posa cavo interrato in piano

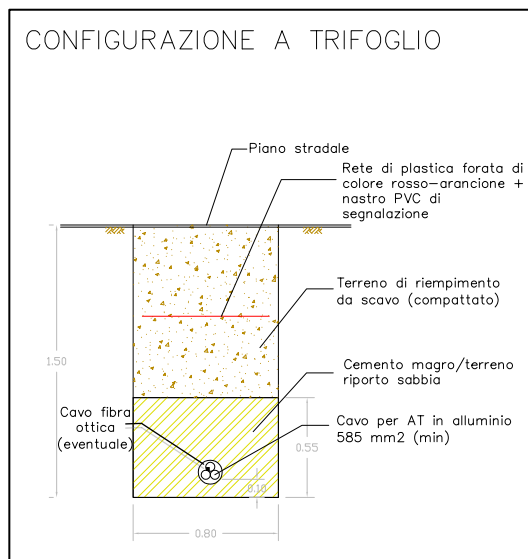



Figura 64: Sezioni tipo posa cavo interrato a trifoglio

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

Il tracciato di connessione sopradescritto dovrà costeggiare ed attraversare strade e percorrere ponti.

Lungo le strade e dove possibile il cavo sarà posato in trincea scegliendo una delle tipologie di posa descritte nelle precedenti Figura 63 e Figura 64.

Per quanto riguarda l'attraversamento dei ponti che si incontreranno, il cavo sarà alloggiato in apposite canalette ancorate alle stesse strutture o come meglio si riterrà opportuno, sempre in osservanza delle prescrizioni e norme vigenti.

In corrispondenza dell'attraversamento di acquedotti, eventuali canali o altre linee elettriche o di telecomunicazione, l'installazione potrà essere realizzata con il sistema dello spingitubo o della perforazione teleguidata o come si riterrà più opportuno.

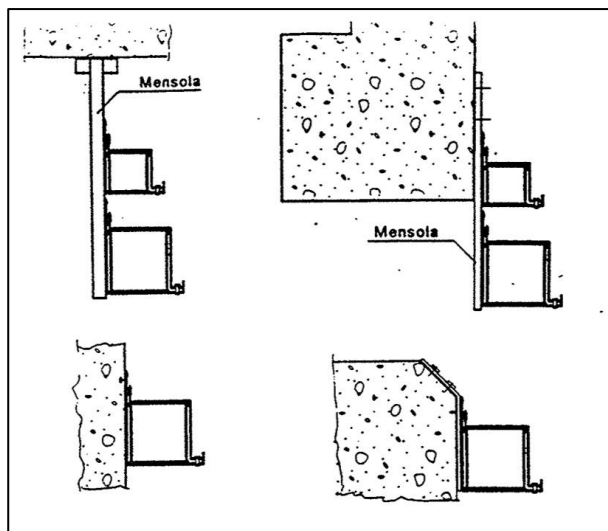


Figura 65: Tipo Ancoraggio Canalette per Cavi

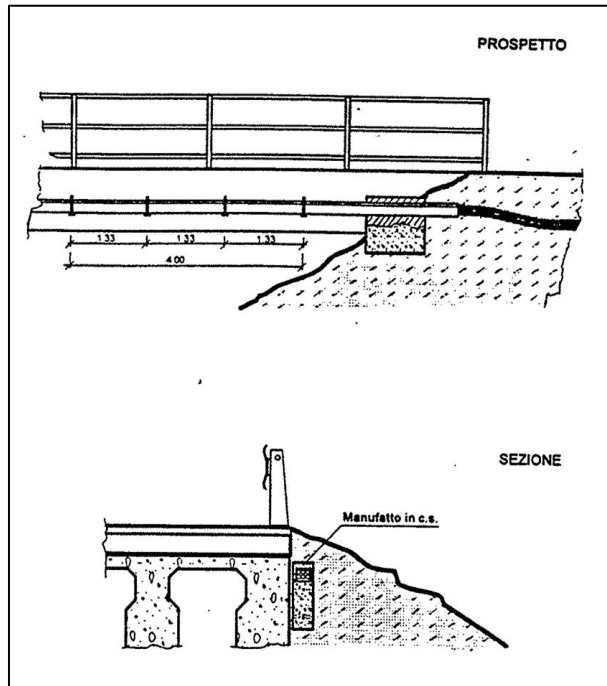


Figura 66: Esempio raccordo zancatura e trincea

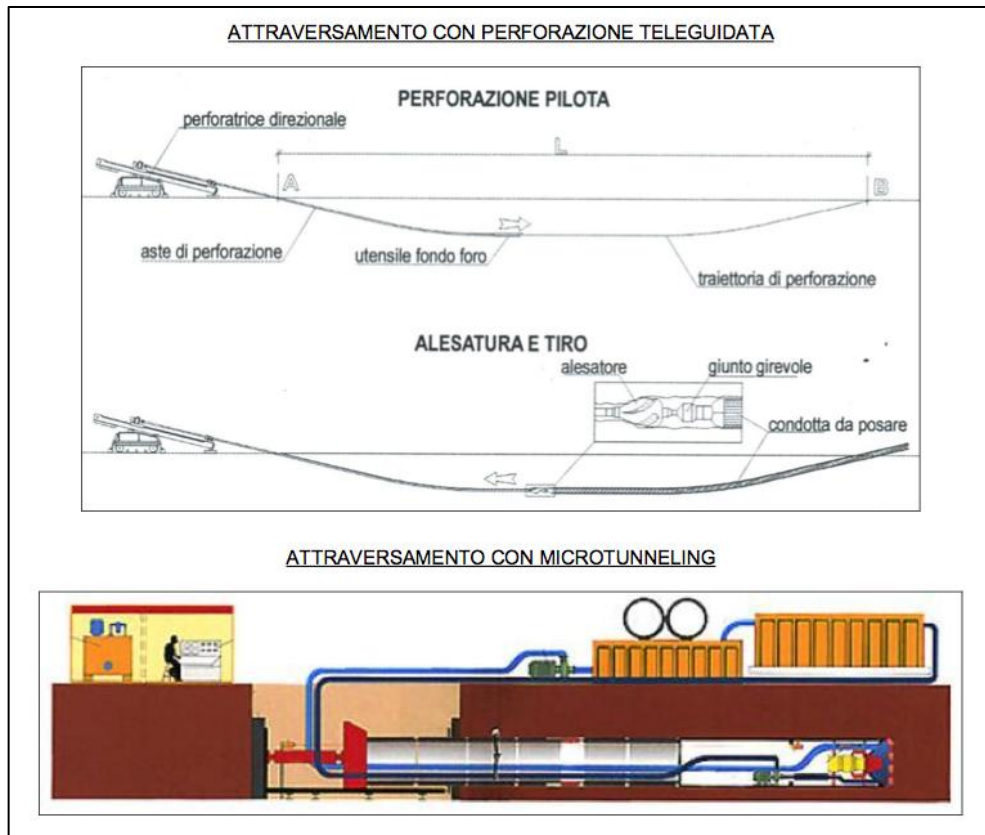



Figura 67: Esempio attraversamento teleguidato o microtunneling

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

I cavi saranno collegati da giunti di tipo unipolare, diritto, sezionato, che consisteranno essenzialmente in un manicotto elastico prefabbricato in un unico pezzo, con funzione isolante, inglobante la schermatura della connessione ed il dispositivo per il controllo del campo elettrico.

I giunti saranno corredati di uno schermo metallico, da collegare allo schermo dei cavi, realizzato in due metà e provvisto di idonea separazione elettrica; ciascuna parte sarà inoltre provvista di presa per il collegamento al dispositivo di trasposizione o di messa a terra delle guaine.


I giunti saranno completati con un involucro esterno di protezione, con funzione isolante ed anticorrosiva.

La lunghezza della tratta, quindi la distanza tra i giunti, sarà scelta in modo da realizzare un collegamento in "cross-bonding" completo.

La giunzione del cavo è prevista all'incirca ogni 950 metri all'interno di un'apposita "buca o camera giunti" dove sarà presente anche un impianto di terra costituito da 4 picchetti metallici collegati con una corda di rame nudo.

Vicino ad ogni camera giunti sarà realizzato un pozzetto di controllo.

Gli altri pezzi necessari per completare la connessione saranno scelti fra quelli approvati dal distributore.

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

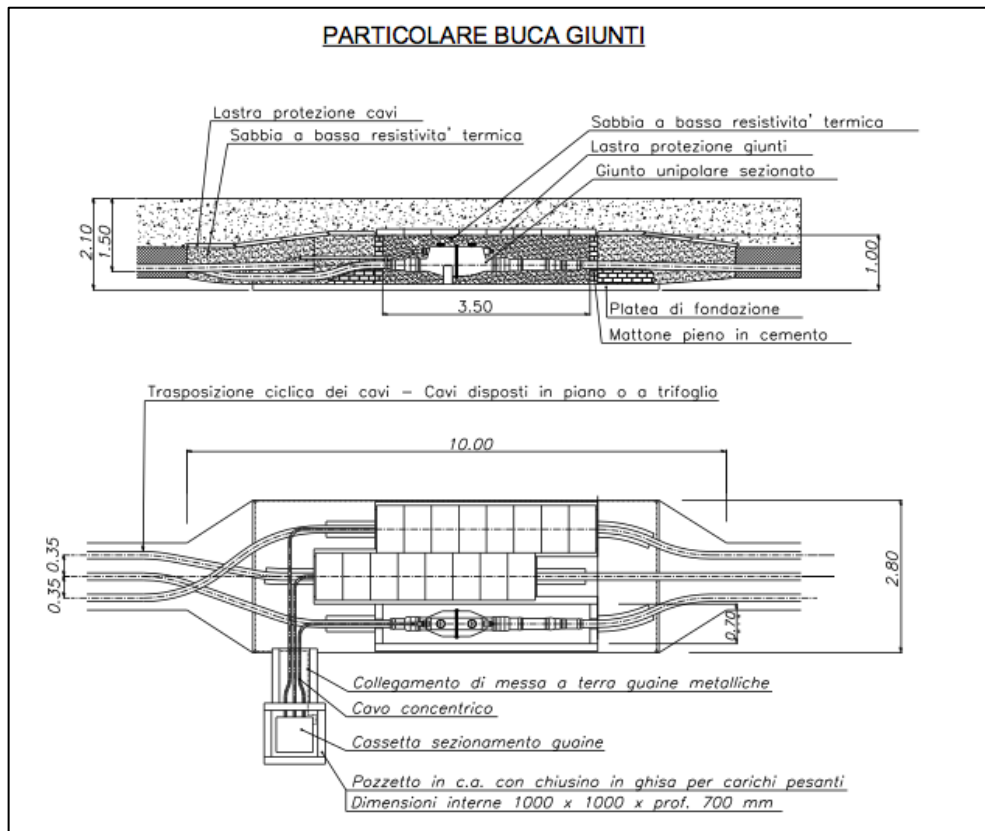


Figura 68: Tipo Camera Giunti: Sezione e Pianta

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà realizzato un sistema di telecomunicazione tra le stazioni terminali dei collegamenti.

All'interno del cavidotto verrà posato un cavo per la trasmissione dei dati al sistema.

La trasmissione dati sarà di tipo ottico, inglobata nel cavo AT o esterna al cavo.

La scelta di realizzare una rete in fibra ottica permette di avere a disposizione un mezzo di comunicazione esente da disturbi, con isolamento galvanico ed avere una banda larga di comunicazione anche per lunghe distanze.



Figura 69: Esempio di cavo unipolare idoneo ed inglobante fibra ottica

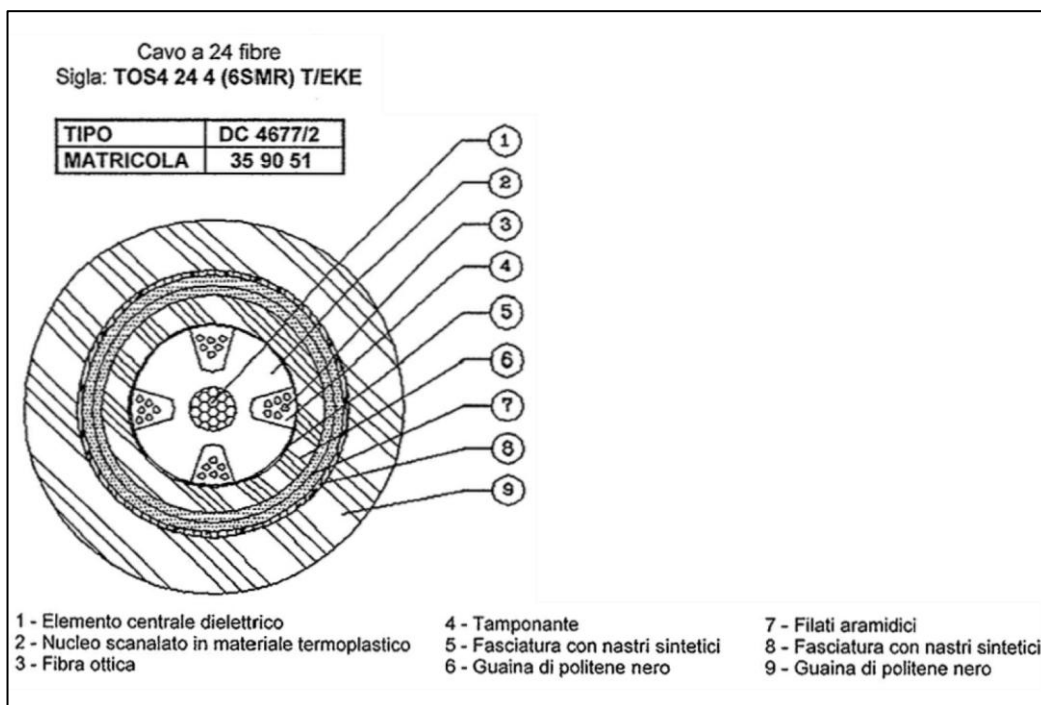



Figura 70: Esempio di cavo in fibra ottica esterno

GONNOSFANADIGA LTD	<i>Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe "GONNOSFANADIGA"</i>	
	<i>Studio d'Impatto Ambientale - Quadro Progettuale</i>	

1.4.1.2. Connessione alla Linea AT: Nuovo Stallo in Stazione Elettrica

Come scritto nel preventivo Terna, la connessione alla RTN avverrà con collegamento in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione di trasformazione 220/150 kV della RTN (sezione a 220 kV prevista già in classe di isolamento 380 kV), da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Sulcis - Oristano".

Il progetto autorizzativo della stazione di trasformazione è in via di definizione in quanto funzionale alla connessione alla RTN di altre iniziative di produzione da fonte rinnovabile.

Lo stallo arrivo è costituito da un insieme di componenti che realizzano la connessione tra una linea o un trasformatore e le sbarre di stazione.

Esso comprende le apparecchiature di manovra e di misura che eseguono le operazioni di apertura, chiusura e sezionamento della linea nonché le misure dell'energia elettrica in transito sulla linea.

Si precisa che l'opera dovrà rispettare, in ogni caso, le disposizioni previste dal gestore di rete riguardo tutti i sistemi di protezioni, monitoraggio, comando, controllo e comunicazione.

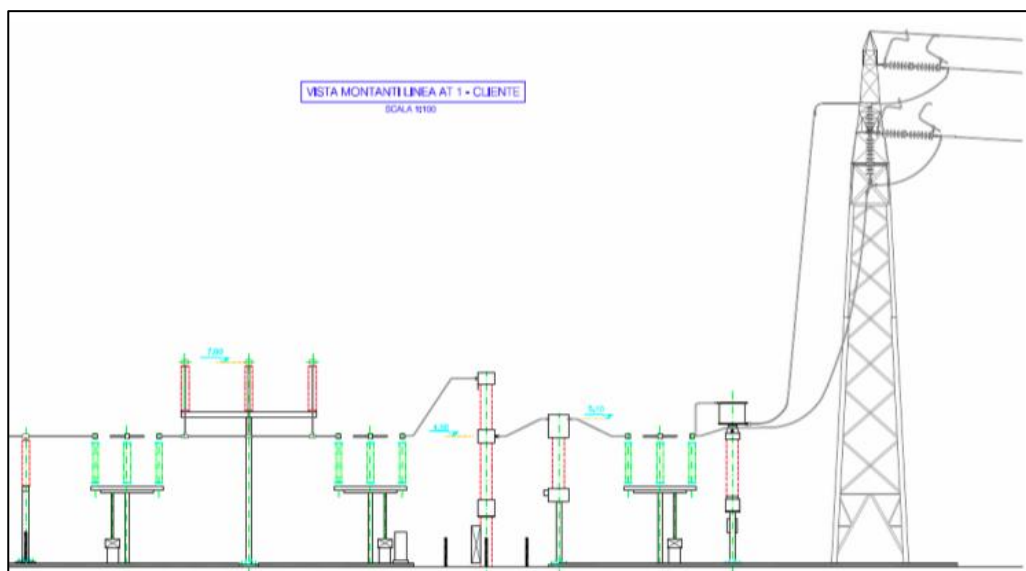


Figura 71: Esempio stallo in Stazione Elettrica in entra-esce sulla linea RTN - Sezione

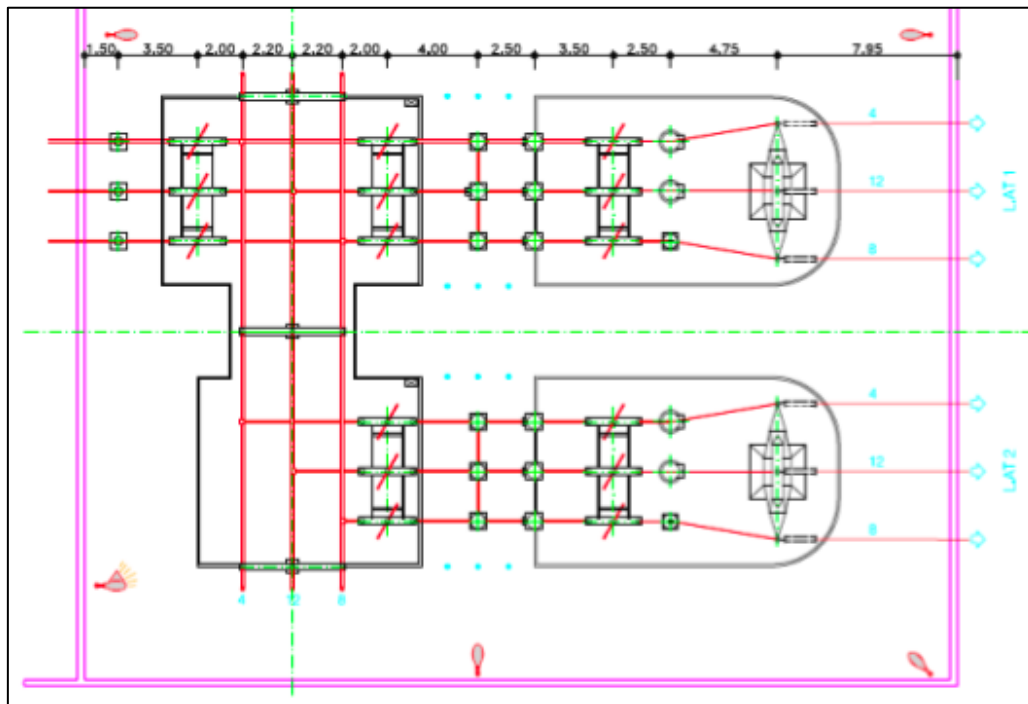


Figura 72: Esempio stalli in Stazione Elettrica in entra-esce sulla linea RTN - Pianta



Figura 73: Esempio stallo in Stazione Elettrica