



---

## SOMMARIO

1.	RICHIEDENTE .....	1
2.	PREMESSA .....	1
3.	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO .....	1
4.	UBICAZIONE DELL’OPERA: .....	4
5.	DATI RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE: .....	5
6.	CRITERI DI INDIVIDUAZIONE DELL’AREA .....	5
7.	CARATTERISTICHE DELL’AREA DI IMPIANTO: .....	6
7.1.	Area di Intervento.....	6
8.	CRITERI TECNICO - PROGETTUALI PER LA LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO:.....	7
8.1.	Criteri progettuali per la localizzazione dell’impianto.....	7
8.2.	Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale.....	8
8.3.	Accessibilità al sito.....	9
8.4.	Criteri tecnici per la localizzazione dell’impianto .....	10
8.4.1.	Caratteristiche piano altimetriche.....	10
8.4.2.	Irraggiamento .....	10
8.4.3.	Ubicazione .....	11
9.	VINCOLI URBANISTICI E SERVITU’ .....	12
9.1.	Strumento urbanistico comunale – PUC di Sassari .....	12
9.2.	Strumento urbanistico comunale – PRG di Porto Torres .....	15
9.3.	Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari.....	16
9.4.	Servitù di elettrodotto.....	17
10.	SUPERFICIE UTILE PER INSTALLAZIONE CENTRALE DI PRODUZIONE .....	17
11.	LAYOUT DELL’IMPIANTO .....	18
11.1.	Layout generale e capacità ipotizzata dell’impianto .....	18
11.2.	Quadro elettrico di campo .....	20
11.3.	Gruppo di conversione .....	20
12.	RICADUTE OCCUPAZIONALI .....	22
13.	OPERE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE.....	23
14.	DISMISSIONE DELL’IMPIANTO .....	23

---

## 1. RICHIEDENTE

La società proponente l'intervento in oggetto è la LEA Advisors S.r.l., con sede in Via Fratelli Kennedy 54 – 07041 – Alghero (SS) - C.F. e P.IVA 02770800908.

## 2. PREMESSA

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale 19 MW sviluppato su una superficie di circa 18,40 ha.

L'impianto, denominato “New Sun 1” sarà costituito dall'area di installazione dei moduli fotovoltaici, dei gruppi di conversione / trasformazione, nonché da tutte le opere annesse. L'impianto risulterà ubicato in parte nel Comune di Sassari (SS) ed in parte nel comune di Porto Torres (SS).

Dalle Cabine di Campo, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico viene immessa in rete con collegamento in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alle linee esistenti della RTN a 150 kV n. 342 e 343 “Fiumesanto – Porto Torres” e alla futura linea 150 kV “Fiumesanto - Porto Torres”, di cui al Piano di Sviluppo di Terna, come previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale fornita da Terna.

## 3. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono.:

- Decreto Dirigenziale n. 106/2001/SIAR 29 marzo 2001 del Ministero dell'Ambiente.
- Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione delle direttive 2001/177/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.
- Delibera n. 34/05 del 23 febbraio 2005 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che disciplina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 e al comma 41 della legge n. 239/04, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato; la deliberazione n. 49 del 25

---

marzo 2005 dell'autorità per l'Energia elettrica e il gas, a modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 23 febbraio 2005, n. 34/05;

- Decreto del ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

- Deliberazione n. 188/05 del 14 settembre 2005 dell'AEEG Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione all'articolo 9 del Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.

- Deliberazione 228/01 dell'AEEG "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica nella versione risultante dalle modificazioni di cui alle delibere 316/01, 319/01, 124/02, 152/02, 153/02, 169/02, 194/02, 227/02 e 17/03. D.P.R. 547/1955 e DL 626/1994 e successive modificazioni per la sicurezza e la salute e prevenzione degli infortuni sul lavoro. Legge 37/08. Legge 9 gennaio 1991 n. 10.

- Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

- Norma Italiana CEI EN 0-16 - Classificazione CEI0-16.

- Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica. Norma Italiana CEI EN 60904-1 - Classificazione CEI 82-1-CT82 Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente- tensione.

- Norma Italiana CEI EN 60904-2 - Classificazione CEI 82-1-CT82 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

- Norma Italiana CEI EN 60904-3 - Classificazione CEI 82-1-CT82 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

- Norma Italiana CEI EN 61727 - Classificazione CEI 82-9-CT 82 Sistemi Fotovoltaici (FV)- Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete.

---

-Norma Italiana CEI EN 61215-Classificazione CEI 82-8-CT82. Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. - Qualifica del progetto e omologazione del tipo: Norma Italiana CEI EN 61000. 3.2 - Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: limiti per l'emissione di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

1 Norma Italiana CEI EN 61555

2 disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizione;

-Norma Italiana CEI EN 61173 - Classificazione CEI 82-4 - CT 82 Protezione contro le sovratensioni Norma Italiana CEI dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia. - Guida EN 61724 - Classificazione CEI 82-15 CT 82

Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

-Norma Italiana CEI EN 61829 - Classificazione CEI 82-16 – CT 82 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino.

- Misura sul campo delle caratteristiche I-V Norma Italiana CEI EN 61277 - Classificazione CEI 82-17 - CT82

- Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica.

- Generalità e guida. Le norme del CT 82 di particolare interesse nei riguardi dell'esercizio, protezione e sicurezza degli impianti fotovoltaici ed a cui si farà riferimento nel corso, sono le seguenti:

- Norma Italiana CEI EN 61173 -Classificazione CEI 82-4 - CT 82 Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia.

- Norma Italiana CEI EN 61829 - Classificazione CEI 82-16- CT 82 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino. - Misura sul campo delle caratteristiche I-V

- NORMA ITALIANA: CEI 64-8 CLASSIFICAZIONE CEI:64-8 Data di emissione: 1998/01

- COMITATO TECNICO 64 - Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione (fino a 1000 V in c.a. e a 1500 V in c.c.)

- NORMA ITALIANA: CEI 110-26 CLASSIFICAZIONE CEI: 110-26 Fascicolo: 3159 R Data di emissione: 1997/106
- COMITATO TECNICO 210 - Compatibilità elettromagnetica (ex CT 110)
- TITOLO: Guida alle Norme Generiche EMC
- NORMA ITALIANA: CEI 81-1 CLASSIFICAZIONE CEI: 81-1 Fascicolo: 3681 C Data di emissione: 1998/02
- Norma CEI 81.1 - Protezione delle strutture contro i fulmini;
- Norma CEI 81.3 - Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- Norma CEI 81.4 -Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- Norma CEI 0.2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- NORMA ITALIANA: CEI EN 61277 CLASSIFICAZIONE CEI: 82-17 Fascicolo: 5168 Data di emissione: 1999/05
- TITOLO: Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida
- Norma Italiana CEI EN 61829 – Classificazione CEI 82-16 –
- CT 82 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino. - Misura sul campo delle caratteristiche I-V

#### 4. UBICAZIONE DELL'OPERA:

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa diversi lotti adiacenti ubicati ad una distanza di circa 3 km a Sud-Ovest dell'abitato di Porto Torres (SS).

Le aree interessate dal progetto, attualmente investite a seminativo, si trovano lungo la SS131 e presentano tutte una morfologia pianeggiante e sub-pianeggiante sebbene a livello di area vasta si denota una morfologia variabile verso Sud-Ovest,



---

passando da 15 a 25 m s.l.m.; in ogni caso la morfologia è pianeggiante con categoria topografica T1.

## 5. DATI RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE:

- L'area di installazione dell'impianto, così come le aree interessate dal cavidotto non risultano essere sottoposte a particolari vincoli ambientali, architettonici o paesaggistici;
- La zona stessa è servita dalle reti elettrica e telefonica pubbliche;
- Il sito è raggiungibile mediante rete viaria esistente;
- É prevista la connessione con la Rete di Trasmissione Nazionale di TERNA.

## 6. CRITERI DI INDIVIDUAZIONE DELL'AREA

I criteri di valutazione per l'individuazione dell'area di impianto sono stati di tipo tecnico ma anche paesaggistico - ambientali. Pur partendo da criteri progettuali e tecnici sono stati sempre tenuti in considerazione gli aspetti ambientali e si è sempre cercato di superare per quanto più possibile gli elementi di criticità individuati da tutti gli strumenti di pianificazione territoriale ed in particolare quelli introdotti dal PPR e dal PAI.

L'area di intervento si localizza nella porzione di territorio posta a 3 km a Sud-Ovest dell'abitato di Porto Torres (SS).

Nella prima fase della progettazione, cioè quella di Screening Vincolistico, è stata verificata l'idoneità dell'area sopra descritta, rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

1. Codice dei Beni Culturali – D. Lgs 42/04;
2. Vincoli architettonici e archeologici;
3. PPR Regione Sardegna;
4. Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Sardegna;
5. Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF);

- 
6. Piano Urbanistico Provinciale – Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC) della Provincia di Sassari;
  7. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale: PUC di Sassari;
  8. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale: PRG di Porto Torres;
  9. Strumento di pianificazione Urbanistica: Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari;
  10. Aree percorse dal fuoco;
  11. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale della Regione Sardegna.

## 7. CARATTERISTICHE DELL'AREA DI IMPIANTO:

### 7.1. Area di Intervento

Come detto il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa un'area ubicata a circa 3 km a Sud-Ovest dall'abitato di Porto Torres (SS), tra le strade SP34 e SS131.

L'area interessata dal progetto che, risulta collocata in gran parte nelle rispettive aree industriali dei comuni di Porto Torres e Sassari, presenta una morfologia prevalentemente pianeggiante con categoria topografica T1. Una parte dell'area e le aree circostanti sono prevalentemente a seminativo. Tutta l'area è fortemente antropizzata. La vocazione agricola delle adiacenze si affianca alla presenza ingombrante e per nulla trascurabile della zona industriale di Porto Torres, su cui cadono gran parte delle aree di impianto.

Il paesaggio è caratterizzato significativamente dalle linee aeree che partono dalla Stazione Elettrica Terna presente all'interno della stessa zona industriale attraversando anche il lotto interessato dal progetto.

È previsto che la centrale fotovoltaica sarà allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna, che sarà realizzata in futuro da Terna, a sua volta collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "Porto Torres 1" nelle immediate vicinanze.



---

Il lotto su cui è prevista l'installazione dei moduli fotovoltaici è attualmente utilizzato per scopi agricoli, in particolare trattasi di aree a seminativo prevalentemente di classe 1, per colture in asciutto e dunque di scarso valore agricolo.

Le aree di progetto non interessano uliveti e vigneti, poiché questi sono quasi assenti nell'intera zona.

Le aree di impianto ricadono nell'ambito territoriale denominato “Golfo dell'Asinara”. Nella porzione centrale, sub-pianeggiante, nel territorio compreso fra la Nurra e la direttrice Sassari- Porto Torres, ove domina una configurazione rada, di territori aperti con una morfologia ondulata ed un uso del suolo caratterizzato da una copertura erbacea legata ad attività zootecniche estensive e da attività estrattive.

Nella piana della Nurra, interessata dalle reti consortili per la distribuzione delle acque, il paesaggio si caratterizza per le ampie superfici coltivate a seminativi e in parte utilizzate per l'allevamento ovino e bovino.

Dal punto di vista geologico, il modello di riferimento è rappresentato da una stratigrafia caratterizzata da deboli spessori di suoli (con potenze in genere inferiori al metro) che si sovrappongono a litologie calcarenitiche mioceniche a diverso grado di alterazione che, con spessori decametrici, sovrastano litologie clastiche trasgressive sulle vulcaniti oligo-mioceiche che nell'area di interesse affiorano marginalmente verso ovest e si approfondiscono rapidamente verso i quadranti nord-orientali.

L'unica litologia interessata dai lavori è rappresentata quindi dalle calcareniti della litofacies RESa e relative coperture pedogenetiche.

La destinazione principale dell'area rimane quella agricola con uso del suolo caratterizzato da seminativi non irrigui.

## **8. CRITERI TECNICO - PROGETTUALI PER LA LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO:**

### **8.1. Criteri progettuali per la localizzazione dell'impianto**

I criteri progettuali per una localizzazione dell'impianto che riducono per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio sono stati diversi e sono descritti nei paragrafi successivi. In sintesi, l'area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Installazione dell'impianto in area già indicata come industriale nei piani urbanistici e ove non industriale in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti.
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico;

### 8.2. Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale

L'intero impianto fotovoltaico di progetto, sarà installato in agro di Sassari/Porto Torres, nel dettaglio come da piano particellare:

Comune	Foglio	Particella	Porzioni	Qualità	Classe	Superficie totale (mq)		
						ha	a	ca
Porto Torres	18	517	AA	Seminativo	3	3	77	73
			AB	Pascolo Arb.	U		88	91
Porto Torres	18	541	-	Seminativo	3	6	3	16
Sassari	35	203	AA	Seminativo irrig.	U	2	78	99
			AB	Seminativo	2		66	94
Sassari	35	204	AA	Seminativo irrig.	U	5	33	36
			AB	Seminativo	2	1	28	54
Sassari	35	370		Seminativo irrig.	U	2	16	40
Sassari	35	371	AA	Seminativo irrig.	U	4	15	82
			AB	Pascolo Arb.	U		26	18
Sassari	35	372	-	Seminativo irrig.	U	8	47	57

L'occupazione territoriale delle opere di connessione saranno molto limitate dal momento che:

- 1) la consegna dell'energia avverrà a mezzo di una Sottostazione Elettrica Utente, di futura realizzazione ed in condivisione con altre utenze.

---

2) il cavidotto di collegamento alla SSE, avrà una lunghezza di 2180 m circa e si svilupperà principalmente su strade esistenti asfaltate e non sino alla SE Terna.

In particolare sarà interrato ad una profondità di posa di massimo 1,5 m al di sotto dal piano campagna; avrà la larghezza massima delle trincee pari a 70 cm circa, non pregiudicherà in alcun modo l'utilizzo agricolo del terreno, che è destinato a seminativo e dunque interessa solo lo strato superficiale. L'impatto elettromagnetico, già di per sé ridotto, è ulteriormente mitigato dalla localizzazione in area rurale del cavidotto, ovvero in luoghi dove non è prevista (né pensabile) la permanenza di persone per periodi superiori a 4 ore. Lungo il suo percorso il cavidotto sarà individuato in superficie da appositi cartelli segnalatori.

All'interno delle aree di impianto saranno realizzati cavidotti interrati BT e MT che, avranno una profondità di variabile tra 0,8 m e 1,2 m.

Nel progetto del parco fotovoltaico è prevista la realizzazione di una nuova viabilità interna necessaria alla costruzione ed esercizio dell'impianto. In particolare sarà realizzata una pista lungo il perimetro dell'area di impianto. La pista sarà realizzata con materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito, avranno larghezza massima di 5 m, e sviluppo lineare di circa 3.500 m.

### 8.3. Accessibilità al sito

In linea generale un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è l'accessibilità. È infatti necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire l'impianto stesso. In particolare nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, le cabine di Trasformazione e Consegna (previste ad elementi prefabbricati) e tutti i componenti elettrici (trasformatore MT/BT, inverter, quadri elettrici, cavi BT e MT ecc.).

Nel caso in esame, da un punto di vista logistico, si potrà usufruire delle strade esistenti poiché i mezzi di trasporto che saranno utilizzati sono del tipo normalmente circolanti su strada.

Sarà possibile raggiungere le aree di impianto utilizzando per l'accesso le strade comunali

---

esistenti, raggiungibili percorrendo la SP34 e la SS131.

#### 8.4. Criteri tecnici per la localizzazione dell'impianto

Da un punto di vista tecnico, nella scelta del sito, sono stati verificati i seguenti aspetti: le caratteristiche plano-altimetriche, l'irraggiamento, l'ubicazione, la connessione alla RTN, l'accessibilità al sito.

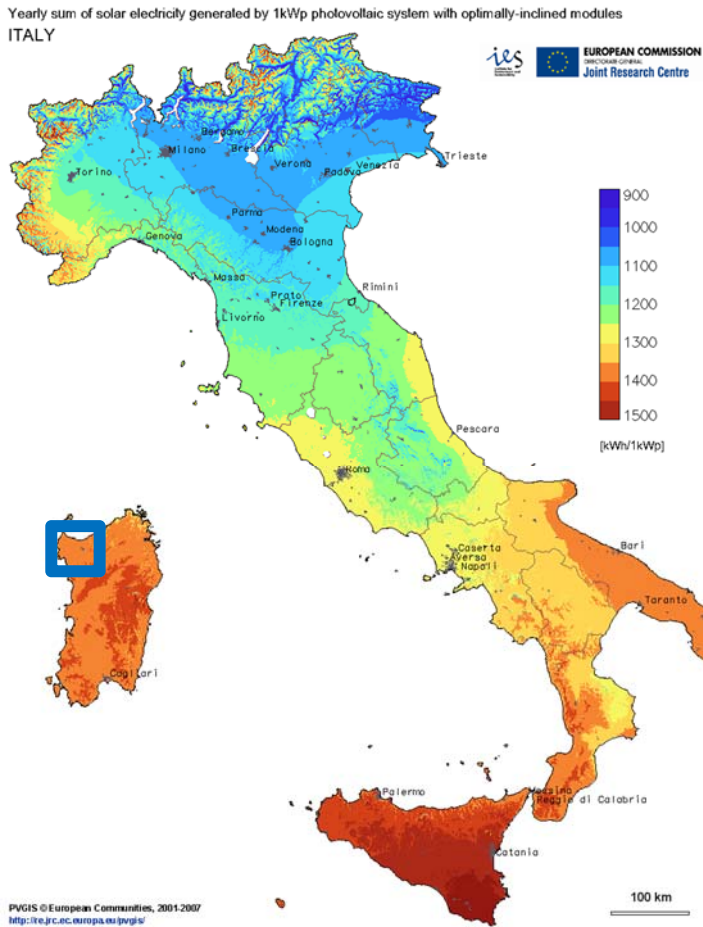
##### 8.4.1. Caratteristiche plano altimetriche

Le aree interessate dal progetto presentano tutte una morfologia pianeggiante e sub-pianeggiante sebbene a livello di area vasta si denota una morfologia variabile verso Sud-Ovest, passando da 15 a 25 m s.l.m.; in ogni caso la morfologia è pianeggiante con categoria topografica T1.

##### 8.4.2. Irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto fotovoltaico risulta essere ad elevata efficienza energetica. È infatti quella che risulta avere uno dei valori più alti di Irraggiamento Solare (misurato in kWh/mq) in Italia.

Come si evince dall'immagine a fianco riportata, l'area di impianto (quadrato blu) ricade in  
in  
una zona in cui il valore dell'irraggiamento si attesta tra i 1.400 e i 1.500 kWh/m<sup>2</sup>.



#### 8.4.3. Ubicazione

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa un'area ubicata, ai margini della zona industriale di Porto Torres ricadente in parte nel comune di Porto Torres ed in parte nel comune di Sassari, e dista circa 3 km a Sud-Ovest dall'abitato di Porto Torres (SS).

Le aree interessate dal progetto, attualmente investite a seminativo, si trovano lungo la strada SS131.

Nella figura che segue, è indicata l'area (in rosso) su cui saranno installati i moduli fotovoltaici.



## 9. VINCOLI URBANISTICI E SERVITU'

Di seguito si analizzeranno gli strumenti urbanistici interessati dai lotti su cui verrà realizzato l'impianto e le servitù interne agli stessi.

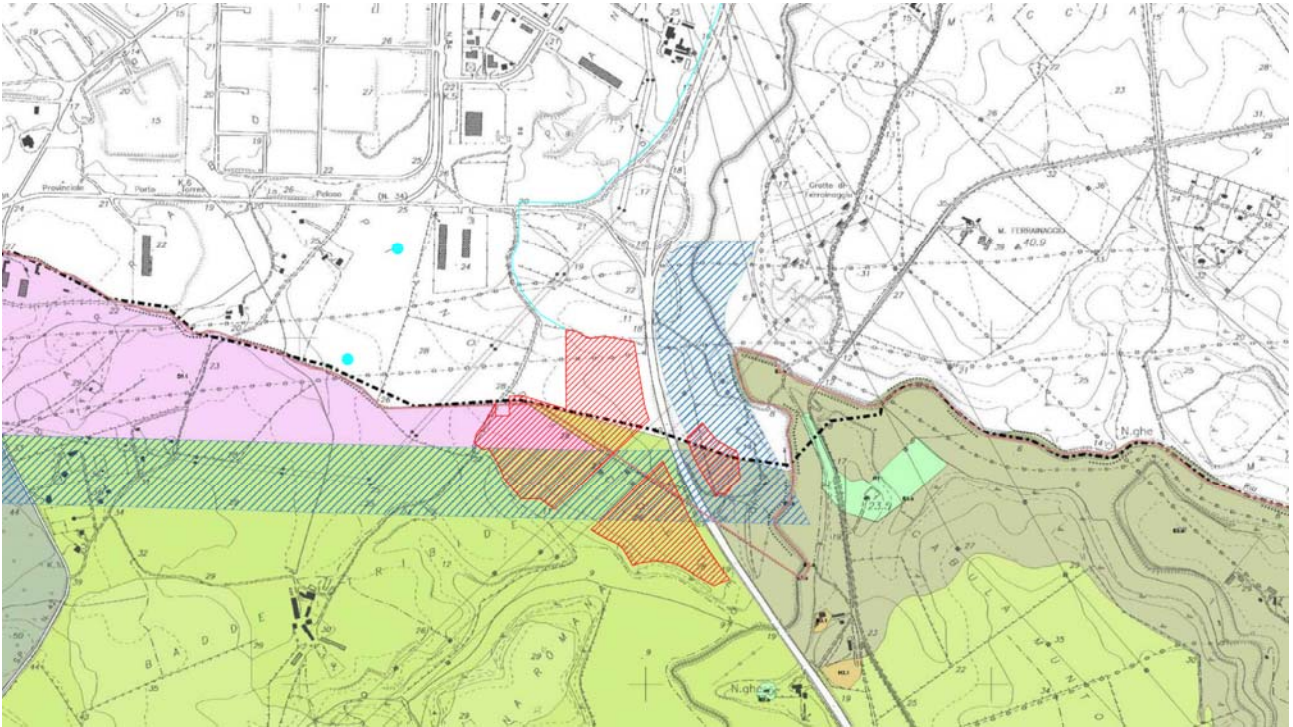
### 9.1. Strumento urbanistico comunale – PUC di Sassari

Il PUC (Piano Urbanistico del Comune) di Sassari è stato elaborato in adeguamento al Piano Paesaggistico Regionale (PPR) e al Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) nel rispetto del procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS – direttiva 2001/42/CE).

Le scelte strategiche di assetto e di sviluppo per il governo del territorio comunale normate dal presente PUC, si ispirano ai seguenti principi, che ne costituiscono il quadro di riferimento:

- a) Sostenibilità: il PUC affronta il tema della sostenibilità relativamente a tre dimensioni:
- dimensione ecologica, che tende a garantire la stabilità degli ecosistemi e la riproducibilità delle risorse;

- 
- dimensione economica, che tende a garantire lo sviluppo economico e l'efficienza del sistema urbano-territoriale;
  - dimensione sociale.
- b) sviluppo compatibile, secondo il quale l'uomo è portatore di una rilevante responsabilità per la protezione e il miglioramento dell'ambiente; le risorse naturali devono essere salvaguardate a beneficio delle generazioni presenti e future attraverso una programmazione e una gestione appropriata e attenta. Deve inoltre essere mantenuta e, ove possibile, ricostituita e migliorata la capacità dell'ambiente di produrre risorse vitali rinnovabili mediante il consolidamento ed il potenziamento dello sviluppo insediativo e produttivo congiuntamente alla protezione, salvaguardia e valorizzazione del grande patrimonio culturale e ambientale presente;
- c) sussidiarietà, adeguatezza, ed efficienza, mediante:
- trasparenza e partecipazione;
  - l'adozione e l'utilizzo di un sistema informativo territoriale unificato ed accessibile, al fine di disporre di elementi conoscitivi raffrontabili;
  - coinvolgimento diretto delle imprese e dei cittadini, nonché delle loro rappresentanze, alla pianificazione attuativa ed alla realizzazione delle previsioni urbanistiche;
  - perequazione urbanistica, compensazione e credito edilizio;
  - qualità paesaggistica ed architettonica, intesa come l'esito di un coerente sviluppo progettuale che recepisca le esigenze di carattere funzionale ed estetico poste a base della progettazione e della realizzazione delle opere e che garantisca il loro armonico inserimento nel paesaggio e nell'ambiente circostante.



Dal punto di vista della zonizzazione le aree di impianto ricadono in due zone, ovvero Industriale artigianale D ed agricola E, come si evince dalla cartografia di progetto riportata nell'elaborato EG.05b "Inquadramento intervento su PUC sassari", ed in particolare:

- D1.1 Aree industriali ed artigianali del Piano Regolatore Territoriale CIP (Fiume Santo e Truncu Reale)
- AR1 / Fascia di Rispetto Zona Industriale
- E2b Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui

Inoltre, il PUC di Sassari ha individuato i siti non idonei per gli impianti fotovoltaici oltre 200 kWp.

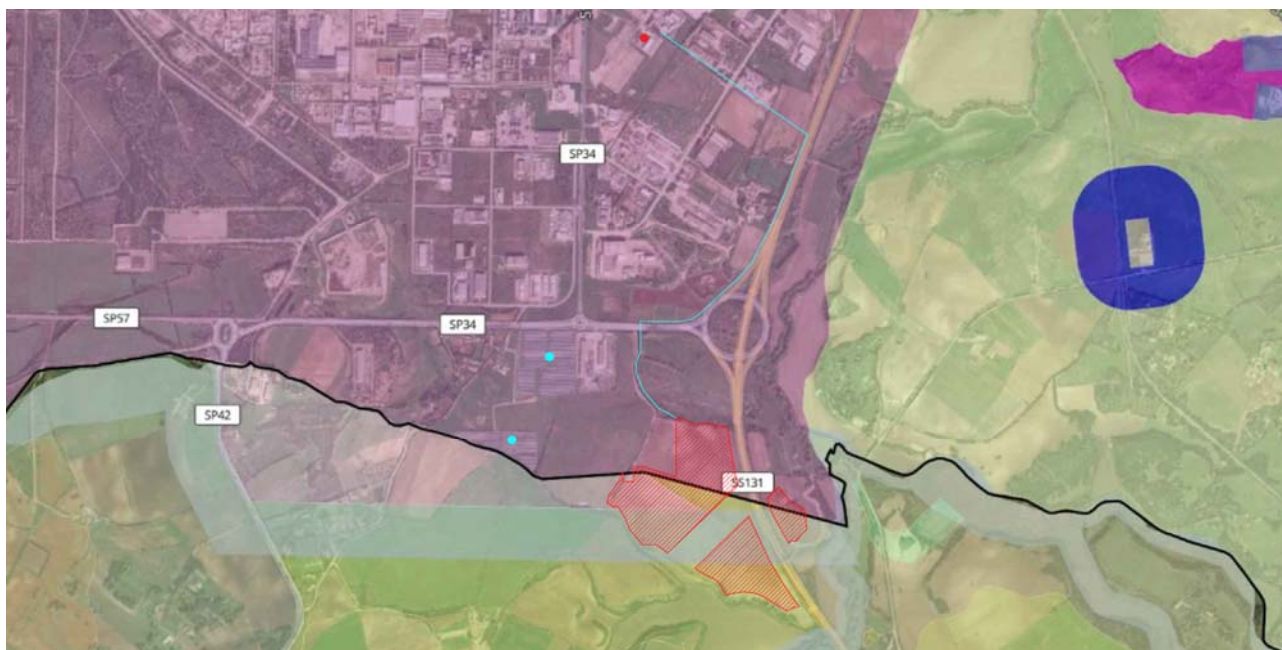
Le aree di impianto restano comunque al di fuori dei siti individuati dal PUC come non idonei.



## 9.2. Strumento urbanistico comunale – PRG di Porto Torres

Il Piano Regolatore Generale definisce il contenuto e la forma dell'assetto territoriale ed insediativo del Comune di Porto Torres ed in particolare fissa l'uso del suolo edificato, edificabile e non, per l'intero territorio comunale; tutela e valorizza i beni culturali, storici, ambientali e paesaggistici; utilizza e trasforma gli immobili pubblici e privati esistenti; fissa la caratterizzazione quantitativa, funzionale e speciale delle aree destinate alla residenza, alla industria, al commercio, alle attività direzionali, culturali e ricreative; qualifica e localizza le attrezzature pubbliche a livello urbano e di quartiere; stabilisce il tracciato e le caratteristiche tecniche della rete infrastrutturale per le comunicazioni di trasporti pubblici e privati; fissa i principali impianti e servizi tecnologici urbani; infine determina le norme generali e particolari per la propria attuazione.

Il territorio comunale di Porto Torres risulta suddiviso in zone omogenee ai sensi del D.P.G.R.S. 1.8.1977, n.9743/271.



L'area di impianto ricade nella zona urbanistica AI / Agglomerato industriale

Articolo 11 - Zona D

*Vengono definite come zone "D" le aree industriali e produttive, ricadenti nell'agglomerato industriale di Porto Torres relative al piano di sviluppo industriale di Sassari, Porto Torres,*

---

*Alghero. Per quanto riguarda l'attuazione di questo Piano, si rimanda ai grafici e alle norme ad esso relativi. La zona "D" di interesse comunale ricade all'interno della succitata più ampia zona ed ubicata ai margini di essa ed a breve distanza dal centro abitato. In questa zona è consentita la costruzione di edifici ed impianti al servizio della piccola industria per l'artigianato industriale e di servizio e relativi depositi e magazzini. Sulle aree predette sono vietate le case, di abitazione.*

Le aree di impianto ricadono quindi nella zona definita AI che rimanda la pianificazione agli strumenti urbanistici del piano di sviluppo industriale di Sassari, Porto Torres, Alghero.

### 9.3. Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari

Il Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari, interessa i territori dei Comuni di Sassari, Porto Torres e Alghero.

Esso produce gli stessi effetti giuridici del piano territoriale di coordinamento di cui agli articoli 5 e 6 della legge 17 agosto 1942 n. 1150, ai sensi e per gli effetti dell'art. 21 del testo ordinario delle leggi 29 luglio n. 634 e 18 luglio 1959 n. 555, e dell'art. 3 della Legge regionale sarda 19 maggio 1981 n. 17.

La parte nord dell'area di impianto ricade nelle seguenti zone del piano regolatore:

- zona urbanistica VA/ verde agricolo
- zona urbanistica NLI / Nuovi lotti per industria di varia natura



#### 9.4. Servitù di elettrodotto

Considerato che l'area in esame risulta attraversata da n.3 elettrodotti in alta tensione:

- Linea 150 kV, in doppia terna denominata “Fiume Santo – Porto Torres 1” cod. 23.343/23.344;
- Linea 150 kV, in semplice terna denominata “Fiume Santo – Porto Torres 1” cod. 23.342;
- Linea 150 kV, in semplice terna denominata “Porto Torres 1 – Alghero 2” cod. 23.360;

e viste le risultanze della comunicazione Terna Rete Italia in merito alle stesse, nelle planimetrie di progetto è indicata la fascia di rispetto di tali elettrodotti.

### 10.SUPERFICIE UTILE PER INSTALLAZIONE CENTRALE DI PRODUZIONE

Con riferimento ai suddetti vincoli e servitù risulta una superficie utile residua per l'installazione di centrali per la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica pari a 15,63 Ha, come risulta dalla planimetria di progetto.

---

## 11.LAYOUT DELL’IMPIANTO

### 11.1. Layout generale e capacità ipotizzata dell’impianto

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente, i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da  $-45^\circ$  a  $+45^\circ$ , in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie si esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

Oltre alla radiazione solare diretta e diffusa è stata considerata anche una componente di albedo.

Con riferimento all'area disponibile del sito individuato, l'impianto è dimensionato in modo tale da costruire un campo fotovoltaico della potenza complessiva di 19,00 MWp (PSTC).

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è in silicio monocristallino con camice, ed ha una potenza di picco di 470 Wp. I moduli sono disposti secondo file parallele, la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ \text{Lat} - 23,7^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di  $40,83^\circ$  Nord, l'angolo limite è pari a  $25,3^\circ$ ; detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

$$d = h / \text{tga}.$$

L'impianto è suddiviso in 11 blocchi.

Le stringhe sono costituite da 8 moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vcc anche in condizioni di basse temperature.

Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 40.325 moduli. La superficie captante dei moduli è di circa 7.89 ha.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (- 10° / 70 ° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter, che assicura l'inseguimento della massima potenza.

Analogamente la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A un sistema trifase connesso a due trasformatori BT/MT pe ogni sotto-campo.

L'uscita MT dei trasformatori a 20 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento alla rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 150/20-36 kV che verrà connessa a sua volta alla rete RTN.

Nella seguente tabella sono riportate le specifiche dei moduli. 7RL3 da 470 Watt, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM450N-7RL3		JKM455N-7RL3		JKM460N-7RL3		JKM465N-7RL3		JKM470N-7RL3	
	JKM450N-7RL3-V	JKM455N-7RL3-V	JKM460N-7RL3-V	JKM465N-7RL3-V	JKM470N-7RL3-V	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax)	450Wp	336Wp	455Wp	339Wp	460Wp	343Wp	465Wp	347Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.90V	39.29V	43.01V	39.40V	43.12V	39.51V	43.22V	39.67V	43.32V	39.78V
Maximum Power Current (Imp)	10.49A	8.54A	10.58A	8.61A	10.67A	8.68A	10.76A	8.74A	10.85A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.61V	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.90V	48.99V	52.10V	49.18V
Short-circuit Current (Isc)	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A	11.68A	9.43A
Module Efficiency STC (%)	20.04%		20.26%		20.49%		20.71%		20.93%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.34%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

---

### 11.2. Quadro elettrico di campo

I quadri necessari per la realizzare il parallelo delle stringhe saranno del tipo SMA Sunny String Monitor Cabinet, hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

Ogni quadro di campo contiene le apparecchiature di seguito descritte. Sull'arrivo delle stringhe sono previsti:

- un sezionatore con fusibili con funzione di blocco per correnti di ritorno (10 A) per ogni stringa
- un diodo di blocco 750 Vcc - 10 A.
- sistema di monitoraggio della corrente di stringa

Sulla partenza sono previsti:

- Un sezionatore sotto carico 60 A
- Due scaricatori per sovratensione DEHN 1500 V

Il quadro sarà del tipo per montaggio sia a parete che a terra, realizzato in resina autoestinguenta, con chiusura meccanica; ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressa cavo stagno, grado di protezione IP 65.

### 11.3. Gruppo di conversione

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema per i campi sono stati selezionati inverter modello SUNNY HIGHPOWER PEAK3 prodotti da SMA; si tratta di apparati composti integrati da un modulo EVR per l'estensione della tensione a 1500 V, avente le seguenti caratteristiche principali. Conformità alle normative europee di sicurezza;

Disponibilità di informazioni di allarmi e di misura sii display integrato (Sunny Central Control);

Funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;

Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con funzione MPPT integrata;

Elevato rendimento globale;

Massima sicurezza, con trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;

---

Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale;

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo alla potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installate 58 cabine inverter prodotte da SMA aventi le seguenti caratteristiche:

Inverter - dati in ingresso Caratteristiche di progetto SUNNY HIGHPOWER PEAK3

Dimensioni esterne (lung. x alt. x prof.) 770 mm x 830 mm x 444 mm Peso (kg) 98

Range tensione MPPT 1450 880

Tensione in ingresso max 1500 V

Inverter - dati in uscita Caratteristiche di progetto SUNNY HIGHPOWER PEAK3

Potenza nominale (kW) 150000 W

Potenza max -Cos cp > 0.99 at nominal power

Massimo rendimento (%) 99,10% Rendimento europeo 98,80%

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 20 pannelli. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

---

## 12. RICADUTE OCCUPAZIONALI

La realizzazione e la gestione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale.

Infatti, sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto, si prevede di utilizzare in larga parte, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie, risorse locali.

In particolare, compatibilmente con il quadro economico di progetto, per la fase di cantiere si stima di utilizzare per le varie lavorazioni, le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzione, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici.

Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza.

Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e



---

operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

### 13. OPERE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE

L'intervento propone la realizzazione di una schermatura vegetale volta a garantire un effetto di mitigazione a margine della realizzazione del campo fotovoltaico.

Si tratta di una pratica di conservazione della biodiversità che prevede la messa a dimora di nuove aree arborate e arbustive per compensare la perdita di habitat naturale causata da attività umane e mascherarne, contestualmente, la presenza. Rappresenta, pertanto, una strategia di mitigazione ambientale che mira a preservare la biodiversità e a mantenere l'equilibrio ecologico.

Gli interventi previsti hanno, di conseguenza, come obiettivo generale la riduzione al minimo dell'impatto generato dalle opere di progetto ed il corretto inserimento paesaggistico-ambientale nel contesto territoriale di riferimento delle diverse infrastrutture analizzate. Inoltre si è colta anche l'opportunità di effettuare un'azione attiva tesa al miglioramento dello stato attuale degli elementi appartenenti all'ecosistema naturale e/o seminaturale.

### 14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

La dismissione di un impianto fotovoltaico è un'operazione non entrata in uso comune data la capacità dell'impianto fotovoltaico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venti anni dell'incentivo da Conto Energia. Al termine della vita utile dell'impianto in progetto è previsto lo smantellamento delle strutture ed il ripristino del sito che potrà essere recuperato alla preesistente destinazione.

---

Pertanto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di questo obiettivo.

La prima operazione consiste nella rimozione della recinzione e nella sistemazione del terreno smosso durante l'operazione (con particolare riferimento all'estrazione dei pali) alla morfologia originaria.

Il piano prevede lo smontaggio dei pannelli e il loro avvio alla filiera del riciclo/recupero.

In questa fase non si hanno ancora dati riguardo l'effettivo recupero/riciclo dei pannelli PV dismessi o a fine vita, in quanto gli impianti multimegawatt sono di relativamente giovane installazione, e nessuno di essi è giunto alla fase di decommissioning. In linea del tutto generale, i pannelli a fine vita possono essere ritirati da ditte autorizzate al trasporto e al deposito e successivo trattamento dei RAEE o dei rifiuti speciali. Le operazioni che si possono concettualmente effettuare, al di là della loro operabilità pratica ed economica, sul sito di recupero/smaltimento sono:

- raggruppamento preliminare per categorie omogenee;
- operazioni manuali di smontaggio dei componenti recuperabili (cornice di alluminio, vetri di protezione)

o riutilizzabili (cablaggi, connettori,...);

- avvio al recupero/riciclo delle componenti e parti ottenute;
- operazioni meccaniche (triturazione) delle parti non smontabili o separabili;
- selezione automatica e manuale dei materiali ottenuti;
- loro avvio alla successiva operazione di smaltimento o di recupero.

Nella realtà operativa, tale sequenza di operazioni permette attualmente di recuperare solo i cablaggi e i materiali ferrosi, in quanto lo strato di protezione delle celle di silicio in un pannello PV è composto da una sovrapposizione molecolare di film e spessori di materiali diversi, di origine organica (polimeri) e non (trattamenti superficiali), che non possono essere separati con successo dalle parti recuperabili (vetro, policarbonato) a meno di onerosi processi chimico-fisici. Per ovviare a tale carenza tecnologica e impiantistica, le case produttrici di pannelli hanno studiato dei processi e delle tecnologie proprietarie per il recupero pressoché completo dei loro prodotti, anche in considerazione del valore economico e della disponibilità di mercato del silicio come materia prima, sul medio e

---

lungo termine. Quale che sia la soluzione che si sceglierà al momento della dismissione, i fornitori di pannelli prevedono attualmente nei contratti di fornitura il ritiro e la sostituzione 1 a 1 dei pannelli rotti, deteriorati, malfunzionanti o fuori specifica.

Tutti i cablaggi interrati verranno rimossi dalle loro trincee e avviati al recupero dei metalli e delle plastiche. Il terreno sopra le trincee rimosso verrà ridistribuito in situ, eventualmente compattato, per raccordarsi con la morfologia del luogo.

Le infrastrutture elettriche ausiliarie (inverter, trasformatori, quadri), qualora riutilizzabili, saranno consegnate a ditte specializzate nel ripristino e riparazione, e saranno successivamente riutilizzate in altri siti o immesse nel mercato dei componenti usati. In caso contrario, saranno ritirate da ditte terze all'uopo autorizzate al trattamento di questa particolare categoria di rifiuto (RAEE).

Le strutture di sostegno dei moduli, in acciaio zincato, saranno smontate (parte aerea) e sfilate (parte infissa), per essere avviate al completo recupero di filiera. Al termine delle operazioni di sfilamento dei pali, il terreno verrà eventualmente rimodellato localmente, per semplice compattazione.

Per quanto attiene ai prefabbricati alloggianti le cabine elettriche, si procederà alla demolizione basamento in cls. Il materiale di risulta sarà inviato a discariche autorizzate per lo smaltimento di inerti.

Le cabine verranno smontate ed a loro volta trasportate a discarica.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a demolizioni di fondazioni in quanto le strutture sono direttamente infisse nel terreno e pertanto facilmente rimovibili.

In dettaglio, per quanto riguarda lo smaltimento delle apparecchiature montate sulle strutture fuori terra si procederà come segue con l'obiettivo di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati:

- Rimozione recinzione;
- Smontaggio sistema di illuminazione;
- Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (dispositivo di generatore),
- Sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);

- 
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici;
  - Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
  - Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
  - Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
  - Smontaggio struttura metallica;
  - Rimozione del fissaggio al suolo (pali);
  - Rimozione cavi da canali interrati;
  - Rimozione pozzetti di ispezione;
  - Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
  - Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
  - Smontaggio dei cavi e conferimento ad azienda recupero rame;
  - Invio dei moduli ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero;
    - o Recupero cornice di alluminio;
    - o Recupero vetro;
    - o Recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer conferimento a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella;
  - Rimozione manufatti prefabbricati;
  - Rimozione pietrisco dalle strade perimetrali;
  - Consegna materiali a ditte autorizzate allo smaltimento e al recupero dei materiali.

Durante le operazioni di smantellamento e ripristino del sito, i materiali saranno prevalentemente ritirati e portati direttamente fuori sito per le successive operazioni di recupero/riciclo o di smaltimento presso impianti terzi.

I quantitativi di materiali solidi che, per ragioni logistiche o contingenti, dovessero permanere sul sito, per periodi comunque limitati, saranno stoccati in aree separate e ben identificate e delimitate, prevedendo una adeguata sistemazione del terreno a seconda del materiale e delle sue caratteristiche.

Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

---

I mezzi che in questa fase della progettazione sono stati valutati al fine del loro probabile utilizzo per l'operazione di rimozione dell'impianto, possono essere i seguenti:

- pala gommata (4);
- ruspa/escavatore (6);
- bob-cat (10);
- automezzo dotato di grù (5);
- carrelloni trasporta mezzi meccanici (4);
- rullo compattatore (3);
- camion con cassone (10);
- martello pneumatico (6).

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto fotovoltaico sono di circa 3 mesi.