

DSIT6

novembre 2023

BON_PG_0201

Impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica denominato "Bonorva", con potenza di picco di 72,66 MWp e potenza in immissione 60,2 MW da realizzare nel comune di Bonorva (SS), e relative opere di connessione alla RTN

RELAZIONE TECNICA DEL PROGETTO

DS ITALIA 6 SRL

INDICE

1	PREMESSA	4
1.1	DATI GENERALI DEL PROGETTO	5
2	PROGETTO	6
2.1	Criteri di progettazione	6
2.2	Layout d'impianto	6
2.3	Componenti elettriche dell'impianto	7
2.3.1	Moduli fotovoltaici	8
2.3.2	Inverter	10
2.3.3	Cabine di campo e PowerStation	14
2.3.4	Quadro in bassa tensione tra inverter e trasformatori BT/AT	17
2.3.5	Cabina AT di raccolta e di consegna	18
2.3.6	Quadri BT e AT	18
2.3.7	String box.....	19
2.3.8	Cavi di potenza BT AT	19
2.3.9	Cavi di controllo TLC	19
2.4	Opere civili.....	20
2.4.1	Strutture di supporto moduli	20
2.4.2	Viabilità interna di servizio e piazzali	21
2.4.3	Sistema di drenaggio	21
2.4.4	Recinzione	22
2.5	Misure di prevenzione e sistemi di monitoraggio	23
2.5.1	Sistema antincendio	23
2.5.2	Monitoraggio parametri ambientale.....	24
2.5.3	Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	24
2.6	Connessione alla RTN	25
2.7	Calcoli di progetto	26
2.7.1	Calcoli di producibilità	26
2.7.2	Calcoli elettrici	26
2.7.3	Calcoli strutturali	27
2.7.4	Calcoli idraulici.....	28

Indice delle Figure

<i>Figura 2-1: Layout di progetto.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2-2: Modulo Trinasolar Vertex da 670 Wp</i>	<i>9</i>
<i>Figura 2-3: modulo Trinasolar Vertex TSM-DEG21C.20 da 670 Wp.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2-4: inverter di stringa tipo SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2-5: inverter di stringa tipo SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2-6: power station tipo: Huawei STS-3000K-H1</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2-7: power station tipo: Huawei STS-3000K-H1</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2-8: Particolare strutture tipo fisso di sostegno moduli</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2-9: Particolare recinzione</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2-10: Particolare accesso</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2-11: Collegamento AT alla Nuova SE</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2-12: Stato di progetto dell'area dell'impianto</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2-13: Bacini idrografici</i>	<i>29</i>

1 PREMESSA

La società proponente DS Italia 6 S.r.l. con sede in Roma, Via del Plebiscito 112, 00186, opera nel mercato dell'energia elettrica e si occupa dello sviluppo e della progettazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici e agrovoltaici. DS Italia 6 S.r.l. fa parte del gruppo DVP Solar Worldwide, primario gruppo internazionale, appartenente al Gruppo Everwood, con più di 3 GW di potenza attualmente in sviluppo in Italia, Spagna, Francia, Germania, Colombia e Perù.

Il progetto in oggetto sarà eseguito in regime Agrivoltaico mediante la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrovoltaici pubblicate dal MITE il 27 Giugno 2022**, il presente progetto è definito come impianto agrovoltaico avanzato. **meritevole, ai sensi dell'art.65, co. 1-quater e 1-quinquies del D.L. 24 gennaio 2012, n.1, dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.** in quanto rispondente ai requisiti A (A.1 e A.2), B (B.1 e B.2), C, D ed E, come dettagliato nelle succitate Linee Guida.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. È stato considerato un pitch pari a 7,5 metri per consentire il pascolo e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto. Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a ca. 128,32 ha, dei quali la superficie utile sede dell'impianto di progetto è pari a ca. 91,53 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime Agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere e le aree non utilizzabile a causa della geologia, della morfologia e, in quota parte, dei vincoli di natura paesaggistica saranno rese disponibili per fini agricoli. Infatti, come dettagliato nell'elaborato di progetto "BON_SA_1201_0_Relazione pedo-agronomica" a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il seguente progetto: l'impianto agrovoltaico sarà installato su un'area con vocazione zootecnica, pertanto, la scelta gestionale del soprassuolo sarà mantenuta a pascolo.

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso ad una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN denominata "Bonorva" a 220 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

1.1 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella Tabella 1.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

DATI	DESCRIZIONE
Richiedente	DS ITALIA 6 S.R.L.
Luogo di installazione:	Comune di Bonorva – Provincia di Sassari
Potenza di picco (MWp):	72,66 MWp
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture fisse disposte in direzione Est-Ovest
Inclinazione piano dei moduli:	23°
Azimuth di installazione:	0°
Cabine PS:	n.29 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 nell'area del campo fotovoltaico
Storage	BESS non presente
Rete di collegamento:	Alta Tensione – 36 kV da campo fotovoltaico a nuova SE

2 PROGETTO

2.1 Criteri di progettazione

I criteri con cui è stata redatta la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico fanno riferimento sostanzialmente a:

- rispetto delle normative pianificazione territoriale e urbanistica;
- analisi del PAI;
- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra fisso con tecnologia moduli bifacciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

2.2 Layout d'impianto

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti "best practice" di progettazione:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ad ostacoli esistenti;
- zona di rispetto al reticolo idrografico e i vincoli all'interno delle fasce di rispetto;
- zona di rispetto agli elettrodotti.

Specificatamente per il progetto sono state tenute in considerazione anche le seguenti criticità:

- presenza di esemplari di sughere dal quale è stata mantenuta una distanza di sicurezza tale da non interferire sul ciclo di vita della pianta ed evitare fenomeni di ombreggiamento.

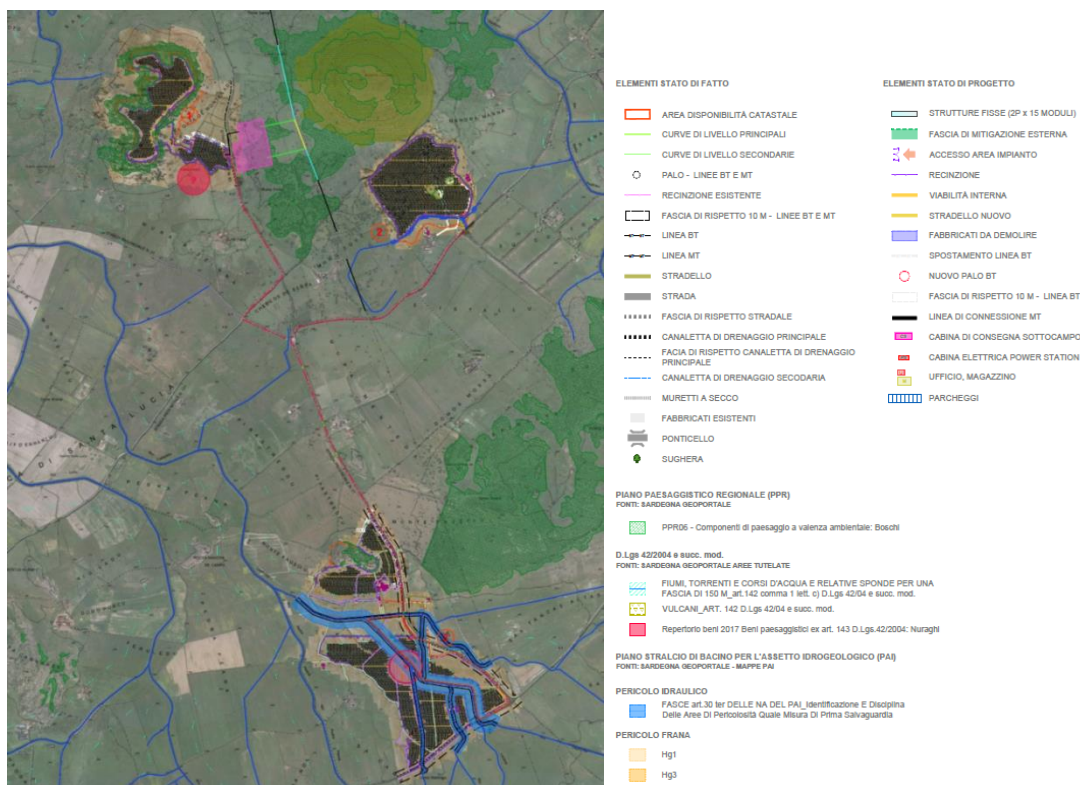


Figura 2-1: Layout di progetto

2.3 Componenti elettriche dell'impianto

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 72,66 MW (in condizioni standard 1000W/m²).

L'impianto è così costituito:

- n. 1 cabina di raccolta e di consegna AT posizionata all'interno dell'area impianto (vedi planimetria). All'interno della cabina saranno presenti, oltre al trasformatore di servizio da 160kVA 36.000/400V, le apparecchiature di protezione dei rami radiali verso tutte le PS, e gli apparati SCADA e telecontrollo, ed il Controllore Centrale dell'Impianto, così come previsto nella variante 2 della norma CEI 0-16 (V2 del 06/2021) allegato T. (cabina "0" nelle tavole grafiche);
- n. 29 Power Station (PS) o cabine di campo da 3250 kVA, collegate in modo radiale e ad anello, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 800 V ad alta tensione (AT) 36.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di consegna;
- n. 344 inverter di campo da 215 kVA (SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI) con massimo 5 ingressi in parallelo per ognuno dei 3 MPPT. La tensione di uscita a 800 Vac ed un isolamento a 1.500 Vdc consente di far lavorare l'impianto con tensioni più alte e di conseguenza con correnti AC più basse e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero dei pannelli con la loro suddivisione negli ingressi degli inverter consentono la gestione ed il monitoraggio delle 3615 stringhe (ognuna con 30 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato;
- n. 108.450 moduli fotovoltaici installati su apposite strutture metalliche fisse con il sostegno fondato su pali infissi nel terreno;
- n.3615 strutture fisse +23° in grado di gestire stringhe da 30 pannelli (configurazione 2P).

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere le power station, la cabina di consegna AT, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda all'elaborato specifico.

2.3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 132 (2x66) celle con tecnologia bifacciale, indicativamente della potenza di 670 Wp, dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

La tecnologia di moduli fotovoltaici bifacciali utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica. È realizzata assemblando, in sequenza, diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato, come di seguito descritto:

- Vetro frontale temperato 2mm, rivestimento antiriflesso, alta trasmissione, basso contenuto di ferro;
- Telaio in lega di alluminio anodizzato;
- celle FV in silicio monocristallino.

Il modulo selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP68 della scatola di giunzione.

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG2LC.20

PRODUCT RANGE: 670-690W

690W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design



High power up to 690W

- Up to 22.2% module efficiency with high density Interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

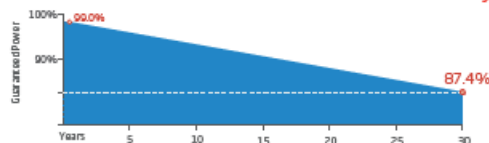
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



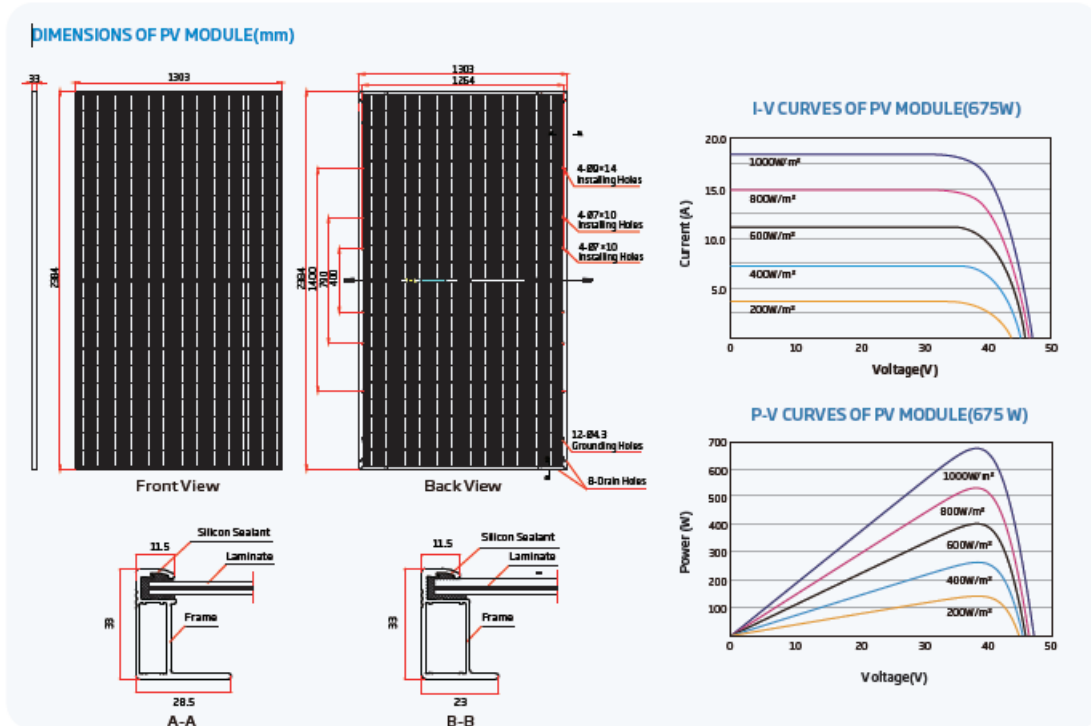
Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO9001: Quality Management System
 ISO14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



Figura 2-2: Modulo Trinasolar Vertex da 670 Wp



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance- P_{max} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency η_m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance at 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power in (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power- P_{max} (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product Efficieny: 21.6%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	510	514	517	521	526
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350' 260 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02/ TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS	MAXIMUM RATINGS
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.30%/°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.24%/°C
Max Series Fuse Rating	35A
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

WARRANTY	PACKAGING CONFIGURATION
12 year Product Workmanship Warranty	Modules per box: 33 pieces
30 year Power Warranty	Modules per 40' container: 594 pieces
1% First year degradation	
0.4% Annual Power Attenuation	

(Please refer to product warranty for details)

Figura 2-3: modulo Trinasolar Vertex TSM-DEG21C.20 da 670 Wp

2.3.2 Inverter

Gli inverter hanno la funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC).

Tali elementi atti alla conversione della corrente continua in corrente alternata (costituiti da uno o più inverter in parallelo), agendo come generatore di corrente, attuano il condizionamento e il controllo della potenza trasferita.

I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro il quale deve avere un grado di protezione minimo IP31. Questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche da parte del costruttore.

Gli inverter devono essere dotati di un sistema di diagnostica interna in grado di inibire il funzionamento in caso di malfunzionamento, e devono essere dotati di sistemi per la riduzione delle correnti armoniche, sia sul lato CA e CC. Gli inverter saranno dotati di marcatura CE.

Gli inverter descritti in questa specifica dovranno essere tutti dello stesso tipo in termini di potenza e caratteristiche per consentire l'intercambiabilità tra loro.

Vengono collegati a stringhe di pannelli consentendo di non inficiare l'utilizzo delle altre in caso di ombreggiamenti ai pannelli di una stringa. Inoltre, tale configurazione indipendente, consente una settorializzazione totale dell'impianto utile per manutenzione e riparazioni. Si prevede di impiegare inverter tipo SUN2000-215KTL-H3 o similare che saranno installati nell'impianto secondo i criteri di progettazione adottati.

SUN2000-215KTL-H3 Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart String-Level
Disconnecter



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



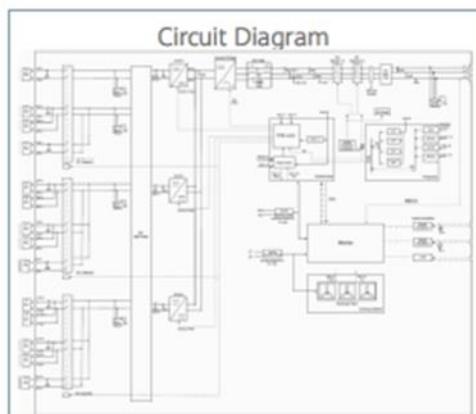
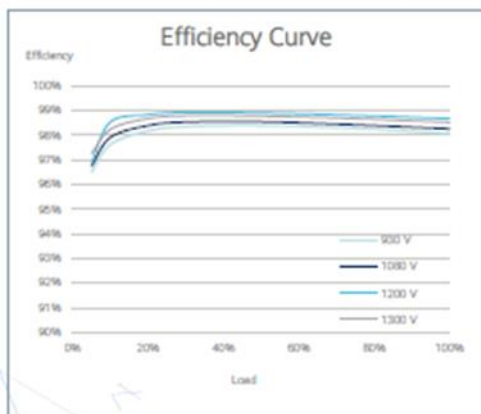
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 2-4: inverter di stringa tipo SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI.

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 Inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 2-5: inverter di stringa tipo SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI.

2.3.3 Cabine di campo e PowerStation

Le Power Station (o cabine di campo) hanno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) ad alta tensione (AT). Le cabine sono costituite da un package precablato che non può essere costruito in opera. Saranno progettate per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. L'apparato avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Le cabine saranno collegate tra di loro in configurazione ad anello e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dagli inverter di campo che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie.

Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti in due differenti livelli e un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle

All'interno del sistema saranno presenti:

- Trasformatore BT/AT;
- Quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore;
- Interruttori di media tensione;
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;
- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce RS485/USB/ETHERNET.

STS-3000K-H1
 Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
 Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
 Lower Self-consumption for Higher Yields



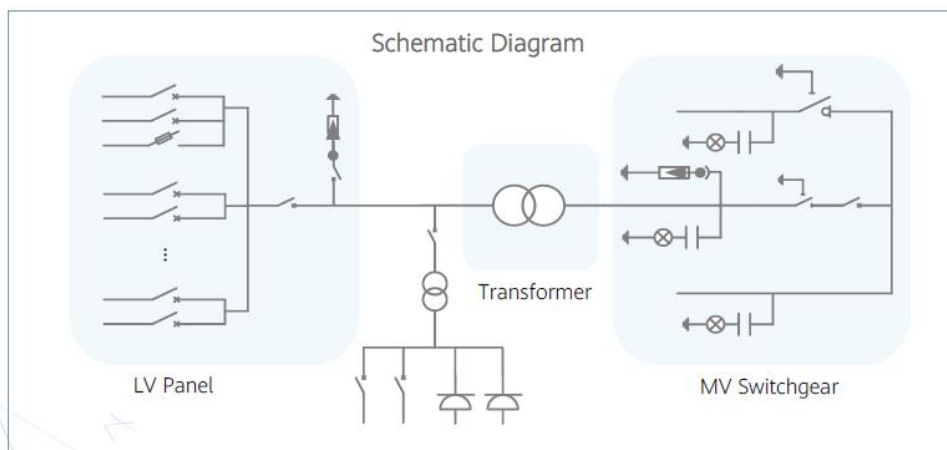
Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and MV Switchgear
 0.2% High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
 Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
 Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
 Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 2-6: power station tipo: Huawei STS-3000K-H1

STS-3000K-H1
Technical Specifications

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

- 1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request
3 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
4 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain.

SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 2-7: power station tipo: Huawei STS-3000K-H1

Le cabine vengono utilizzate sono del tipo monolitiche auto-portanti prefabbricate in sandwich d'acciaio, trasportabili su camion in un unico blocco già assemblate ed allestite delle apparecchiature elettromeccaniche di serie. Si appoggia a basamenti di tipo prefabbricato e sono totalmente recuperabili. Sono realizzate con pannellature e strutture in acciaio zincato a caldo, con finiture esterne che garantiscono la minima manutenzione per tutta la vita utile del cabinato. L'elemento di copertura sarà munito di impermeabilizzazione e con funzione protettiva e riflettente dei raggi solari.

La PS sarà dotata principalmente di uno o due quadri in CC, un quadro in BT, il trasformatore BT/AT con rapporto di trasformazione 0,6 kV/36kV e gli interruttori in AT fino 36 kV (isolamento 45kV).

All'interno del sistema sono inclusi:

- Quadro di parallelo in corrente continua fino a 1500 Vdc per il collegamento in parallelo delle string box/inverter, dotato di sezionatore generale ad apertura automatica in caso di emergenza;
- Trasformatore BT/AT con tensione fino a 36 kV con isolamento in resina, con potenze di 3000 kVA;
- Celle di media tensione a 36 kV con isolamento 45kV;
- Quadro servizi ausiliari in BT 0,4 kV;
- Sistema di dissipazione del calore tramite ventilatori;
- Impianto elettrico completo (cavi di alimentazione, illuminazione, prese elettriche, messa a terra della rete, etc);
- Dotazioni di sicurezza;
- Trasformatore di isolamento BT/BT a secco per alimentazione quadro servizi ausiliari BT-AUX;
- UPS per i servizi ausiliari e relative batterie.
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce RS485/USB/ETHERNET;
- Unità RTU per connessione a SCADA e Plant controller.

Tali sistemi elettrici saranno dotati di interfacce di connessione con il sistema di comunicazione e collegati al sistema di supervisione. Al fine di garantire la continuità di servizio per i circuiti ausiliari delle apparecchiature installate nella Power Station, si prevede l'installazione di un gruppo statico di continuità indicativamente da 5 kVA; con riserva di carica per la specifica gestione del riarmo delle bobine di minima tensione, inserite nelle celle di Alta tensione, così come prescritto dalla Normativa CEI- 0/16. In particolare, si riportano di seguito le descrizioni dei trasformatori AT/BT e degli interruttori in AT quali principali componenti delle PS.

2.3.4 Quadro in bassa tensione tra inverter e trasformatori BT/AT

Il quadro di potenza che permette una semplice connessione degli inverter al trasformatore elevatore BT/AT comprende al suo interno i TA ed i TV per la lettura fiscale dell'energia prodotta. Gli interruttori da installare saranno provvisti di idonee caratteristiche già indicate nelle specifiche tecniche dedicate.

Dotazioni minime:

- Interruttore automatico indicativamente da 2000 a 3200 A per singola PS, completo di bobina di sgancio;
- Monitoraggio e comando remoto via RS485;
- Modulo misure su interruttore motorizzato, TA e TV di misura energia prodotta.

2.3.5 Cabina AT di raccolta e di consegna

La cabina di consegna AT sarà contenuta in un manufatto realizzato in opera, suddiviso in più ambienti. La cabina sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

2.3.6 Quadri BT e AT

All'interno delle Power Station saranno presenti dei quadri AT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

I quadri BT svolgeranno le seguenti funzioni:

- protezione della linea tramite apparecchi magnetotermici differenziali in classe A, con potere di interruzione conforme alla tensione di esercizio di 800V (normalmente pari a 20kA) e taratura termica pari a 2500A, curva C.
- gestione delle utenze accessorie alimentate a 230/400V come: luci interne ed esterne, prese e servizi ausiliari, centrali gestione dati, videosorveglianza, ecc.
- protezione generale di allacciamento a trasformatore elevatore BT/AT

I trasformatori elevatori saranno di tipo in olio con potenza nominale di 3250 kVA, con rapporto di trasformazione 800/36.000V, e Vcc pari a 6%.

Nella cabina di consegna, cioè in partenza dal campo fotovoltaico, l'energia raccolta viene indirizzata alla cabina di utenza di Terna. In questo stesso locale verrà installato anche un trasformatore che riduce la tensione di linea da 36.000V a 230/400V con potenza nominale pari a 160kVA. Un apposito quadro BT porterà, in distribuzione a tutte le cabine di campo, questa tensione per poter gestire le utenze accessorie, divise in "normali" e "privilegiate".

A questo stesso quadro BT farà capo anche il gruppo elettrogeno di sicurezza di potenza non superiore a 35kW, installato all'esterno in apposito box silenzioso.

Il gruppo elettrogeno alimenterà solo i circuiti di sicurezza e carichi privilegiati: luci interne ed esterne, trasmissione dati, videosorveglianza, allarme intrusione, motorizzazione delle celle AT.

Per ridurre il picco di potenza dovuto alla contemporanea energizzazione dei trasformatori ogni reinserimento automatico, al ritorno della presenza di tensione, verrà gestito con tempi di ritardo di diversi secondi per ogni trasformatore secondo un cronoprogramma prestabilito.

La cabina di utenza AT sarà contenuta in un manufatto fabbricato in loco, suddiviso in più ambienti. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su fondazioni in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

2.3.7 String box

La String Box è un apparato che permette il collegamento in parallelo delle stringhe o la semplice derivazione o giunzione dei conduttori ed allo stesso tempo la protezione delle stesse attraverso un opportuno fusibile. L'apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura. L'apparecchiatura sarà progettata per installazione esterna. Nel nostro caso verranno installate in un punto strategico vicino alle strutture fisse e da queste partiranno i cavi interrati che raggiungeranno gli inverter di campo.

2.3.8 Cavi di potenza BT AT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua bassa tensione, alternata bassa tensione, alternata alta tensione) in rame. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

La posa sarà realizzata come segue:

Sezione in corrente continua:

- cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV dove serve, ed equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP68, cavi in posa interrata dalle strutture di sostegno ai quadri di parallelo (string-box). Sezioni previste: 10mmq

Sezione in corrente alternata bassa tensione

- cablaggio quadro di parallelo trafo: eseguito in fabbrica dal fornitore del manufatto inverter più trasformatore.

Sezione in corrente alternata alta tensione:

- cablaggio cabine di campo cabina di consegna: cavi AT da 95, 120 e 185 mmq posati direttamente a contatto con il terreno (sabbia).
- cablaggio cabina di consegna trafo AT: cavi AT in cavidotto interrato.

2.3.9 Cavi di controllo TLC

Prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

2.4 Opere civili

Le opere civili ed accessorie all'impianto fotovoltaico in progetto sono relative alla realizzazione/installazione di:

- strutture di supporto moduli
- viabilità interna di servizio e piazzali
- sistema di drenaggio
- recinzioni esterne e cancelli

2.4.1 Strutture di supporto moduli

Il progetto prevede l'impiego di strutture metalliche di tipo fisso su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a 23°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura tipo fisso sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;
- inclinazione sull'orizzontale 23°;
- Esposizione (azimuth): 0°;
- Altezza min: 1,35 m (rispetto al piano di campagna)
- Altezza max: 3,25 m (rispetto al piano di campagna)
- Profondità infissione pali: 2.00 m

Tipologico - 02 con pali infissi per 2,00 m

Prospetto laterale

scala 1:50

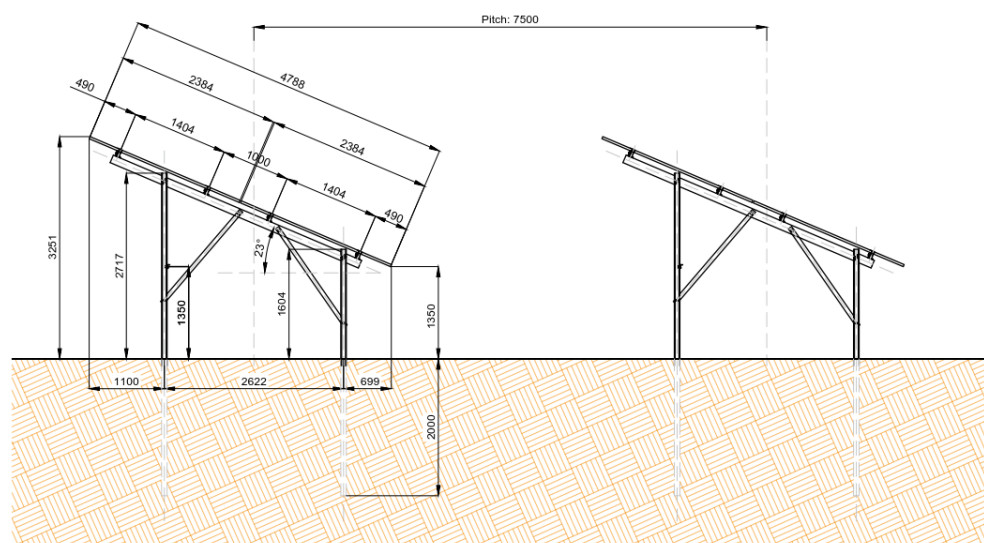


Figura 2-8: Particolare strutture tipo fisso di sostegno moduli

Il portale tipico della struttura tipo fisso progettata è costituito da 15x2 moduli montati con una disposizione su due file in posizione verticale. Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta del tipo di modulo fotovoltaico.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura scelta saranno definite le opere e le soluzioni tecnologiche più adatte.

2.4.2 Viabilità interna di servizio e piazzali

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada (larghezza carreggiata netta 3 m) per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine.

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di pulizia del terreno per uno spessore adeguato, dalla fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto (se necessario) ed infine sarà valutata la necessità della fornitura e posa in opera di pacchetto stradale in misto granulometrico di idonea pezzatura e caratteristiche geotecniche costituito da uno strato di fondo e uno superficiale.

Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta anche in relazione alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

2.4.3 Sistema di drenaggio

L'area di progetto ha una conformazione debolmente declive del terreno che non favorisce l'allontanamento spontaneo delle acque meteoriche dalle aree di impianto. Tuttavia, la presenza di diversi compluvi naturali che attraversano l'area limita fortemente la lunghezza dei percorsi di corrivazione, favorendo la concentrazione delle portate e limitando i fenomeni di ristagno. La conformazione del terreno rende quindi necessario intervenire con la creazione di canalizzazioni per favorire la regimazione del drenaggio superficiale esclusivamente nel settore meridionale dell'area d'impianto.

Il sistema per la regimazione delle acque meteoriche prevede la regimazione delle acque di ruscellamento superficiale di parte del sito tramite un sistema costituito da canalette a cielo aperto che garantiscono il recapito delle acque meteoriche ai recettori esistenti.

Le canalette di drenaggio sono costituite da semplici fossi di drenaggio ricavati sul terreno a seguito della sistemazione superficiale definitiva dell'area mediante la semplice sagomatura del terreno ed il posizionamento di un rivestimento litoide eseguito con materiale grossolano a protezione dell'erosione del fondo e delle scarpatine laterali.

2.4.4 Recinzione

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto; sarà formata da rete metallica a pali fissati nel terreno con plinti.

SEZIONE LONGITUDINALE

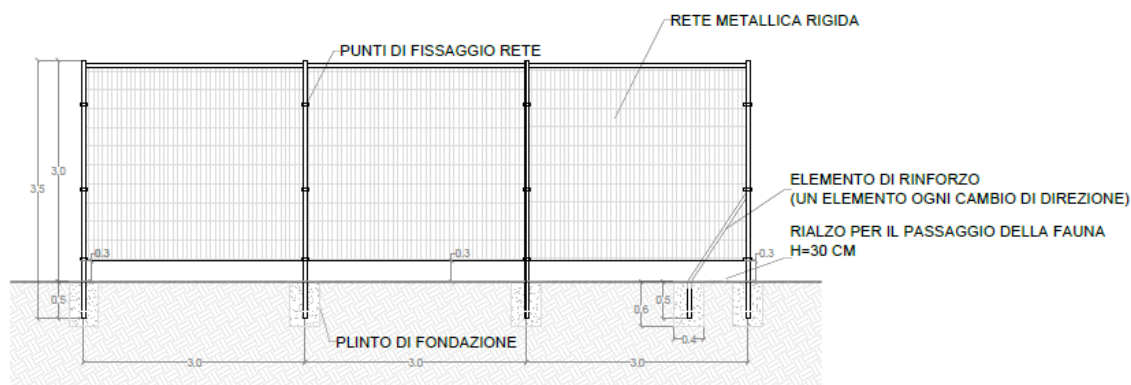


Figura 2-9: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 30 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica. Inoltre, all'interno della recinzione, sono stati previsti passaggi di dimensione pari a 30x30 cm per consentire il passaggio della fauna selvatica di taglia maggiore.

La recinzione sarà posizionata ad una distanza minima di 5 metri dai pannelli; esternamente ad essa sarà posizionata una fascia di mitigazione all'interno del sito catastale.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cancelli carrabili per un agevole accesso alle diverse aree dell'impianto.

Nella figura seguente si riporta il particolare dell'accesso al campo FV.

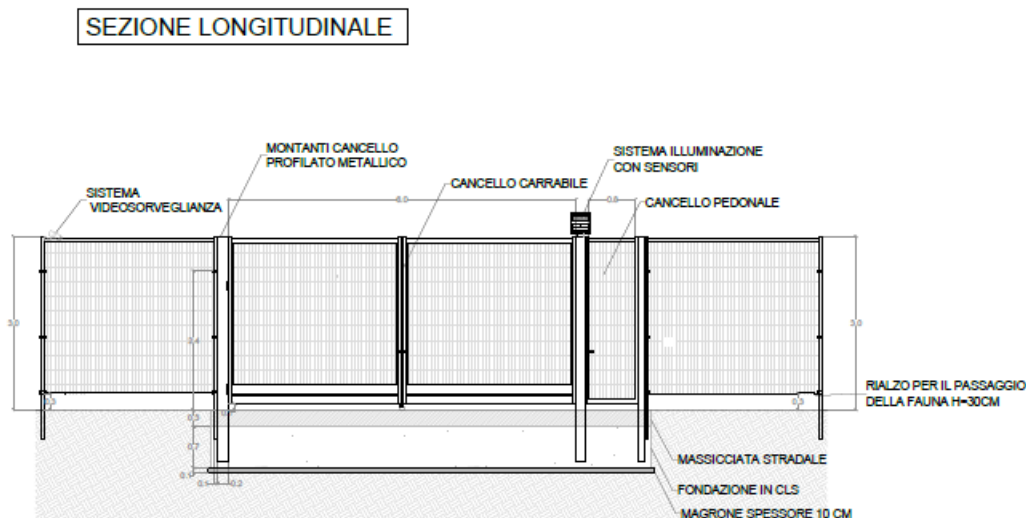


Figura 2-10: Particolare accesso

2.5 Misure di prevenzione e sistemi di monitoraggio

2.5.1 Sistema antincendio

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell’articolo 49 comma 4-quater, decreto- legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122”
- lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici;
- lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l’operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all’interno dell’area impianto.

A questo proposito si riporta un riepilogo dello studio fatto dal NIA (nucleo Investigativo Antincendio Ing. Michele Mazzaro) diffuso con circolare PROTEM 7190/867 del novembre 2013 in cui si evidenzia la rassicurante conclusione dello studio di cui si riporta qualche stralcio:

Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell’impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D.Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti circostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs. 81/08 e s.m.i..

2.5.2 Monitoraggio parametri ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare di dati climatici e di dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FTV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FTV.

I dati monitorati verranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

Le variabili da monitorare sono di tipo:

- Barometrico: con la visualizzazione della pressione atmosferica attuale con indicazione della tendenza nelle 24 ore successive mediante istogramma, e la visualizzazione delle previsioni metereologiche e dei temporali;
- temperatura/umidità esterna mediante il captatore termo/igrometrico incluso;
- anemometrico: con la misurazione del vento attraverso la ricezione dei dati concernenti il vento provenienti dall'anemometro esterno, la visualizzazione della direzione del vento tramite una rosa dei venti grafica, delle sigle di orientamento (o tramite valori numerici in gradi), dell'indicazione della velocità del vento o delle raffiche tramite valori numerici, e l'indicazione delle velocità massime del vento e delle raffiche nelle ultime 24 ore;
- pluviometrico: con la misura delle precipitazioni attraverso il pluviometro esterno, la visualizzazione delle precipitazioni totali dell'ultima ora, delle ultime 24 ore, della giornata, della settimana e del mese.

2.5.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

A questo proposito tutte le masse metalliche, ed in particolare i pali di sostegno verranno resi equipotenziali con apposito conduttore da 16mmq. Tutti gli scaricatori contenuti negli inverter e nelle string-box verranno collegati direttamente a questo conduttore equipotenziale.

2.6 Connessione alla RTN

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A. Tale soluzione emessa da Terna (Codice Pratica 202002665) prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV a una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 220 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

L'impianto sarà connesso alla Stazione Elettrica della RTN e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valor massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea AT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso,
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

La linea di connessione AT 36 kV, dalla cabina di utenza interna al campo FV, si sviluppa in cavidotto interrato per una lunghezza di circa 0,238 km, massimamente su pubblica via, sino alla futura SE 220/36 KV RTN denominata "Bonorva".

Di seguito l'inquadramento su CTR delle opere in progetto.

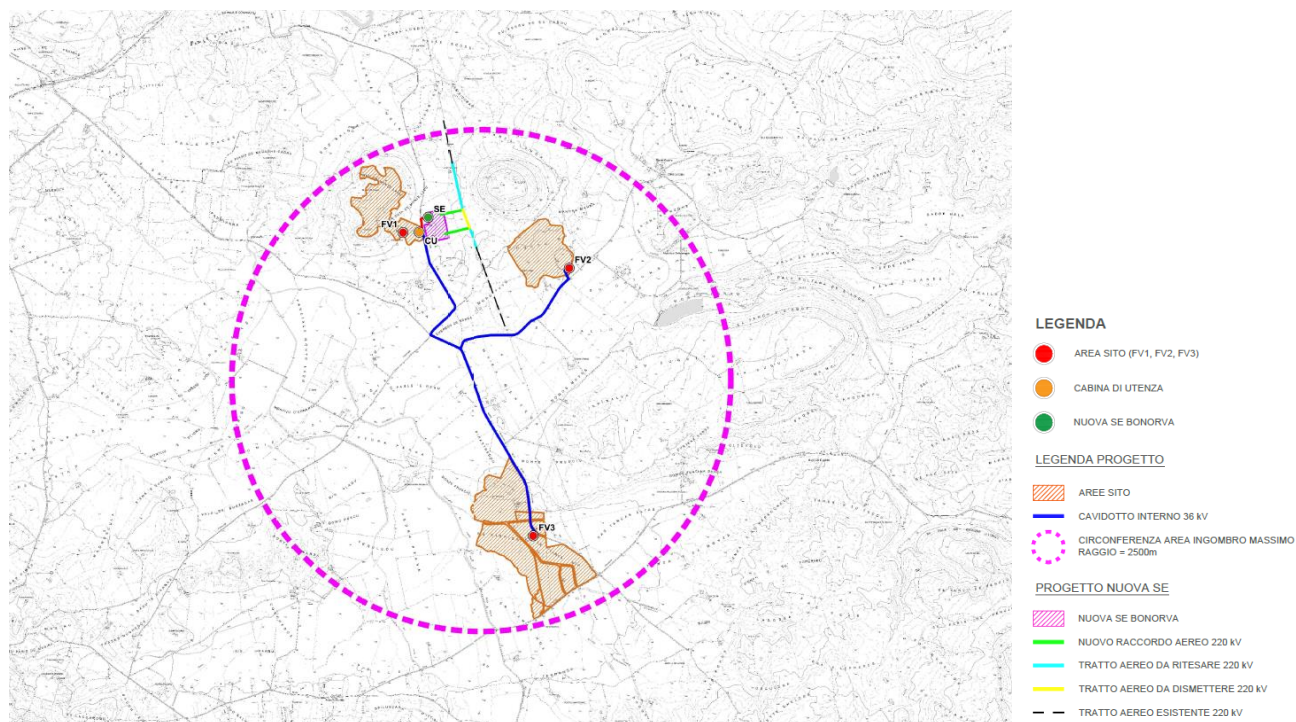


Figura 2-11: Collegamento AT alla Nuova SE

2.7 Calcoli di progetto

2.7.1 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. "BON_PI_0201_0", e sono stati determinati con l'ausilio del software PVsyst 7.3.4. In sintesi, l'energia prodotta risulta essere di circa 116.152 MWh/anno e la produzione specifica è pari a circa 1.599 kWh/kWp/anno. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del 86,54% circa.

2.7.2 Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di alta tensione è stato previsto con distribuzione radiale distribuita per 3 rami contenenti rispettivamente 6-6-7 power station, e con distribuzione ad anello per un ramo contenente 10 power station. Considerando il tipo di cavo previsto, con posa direttamente interrata distanziata come si può constatare dalla tabella delle portate, utilizzando cavi da 150, 120 o 95 mmq, si rispettano le portate dei vari rami in funzione della corrente che transita. Per la caduta di tensione si è previsto un limite del 2% come valore massimo per non avere troppa energia dispersa. L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

La parte in continua è costituita dalle stringhe formate da 30 pannelli in serie che si collegano le string-box di parallelo e, da queste, agli ingressi degli inverter. Considerando che la corrente di stringa non sarà superiore

a 13,56 A e che la lunghezza media del cavo sia di circa 30 m, con una sezione del conduttore pari a 10 mmq, la caduta di tensione sarà non superiore a: 0,1 %.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nella Relazione calcolo preliminare degli impianti rif. "BON_PI-0101_0".

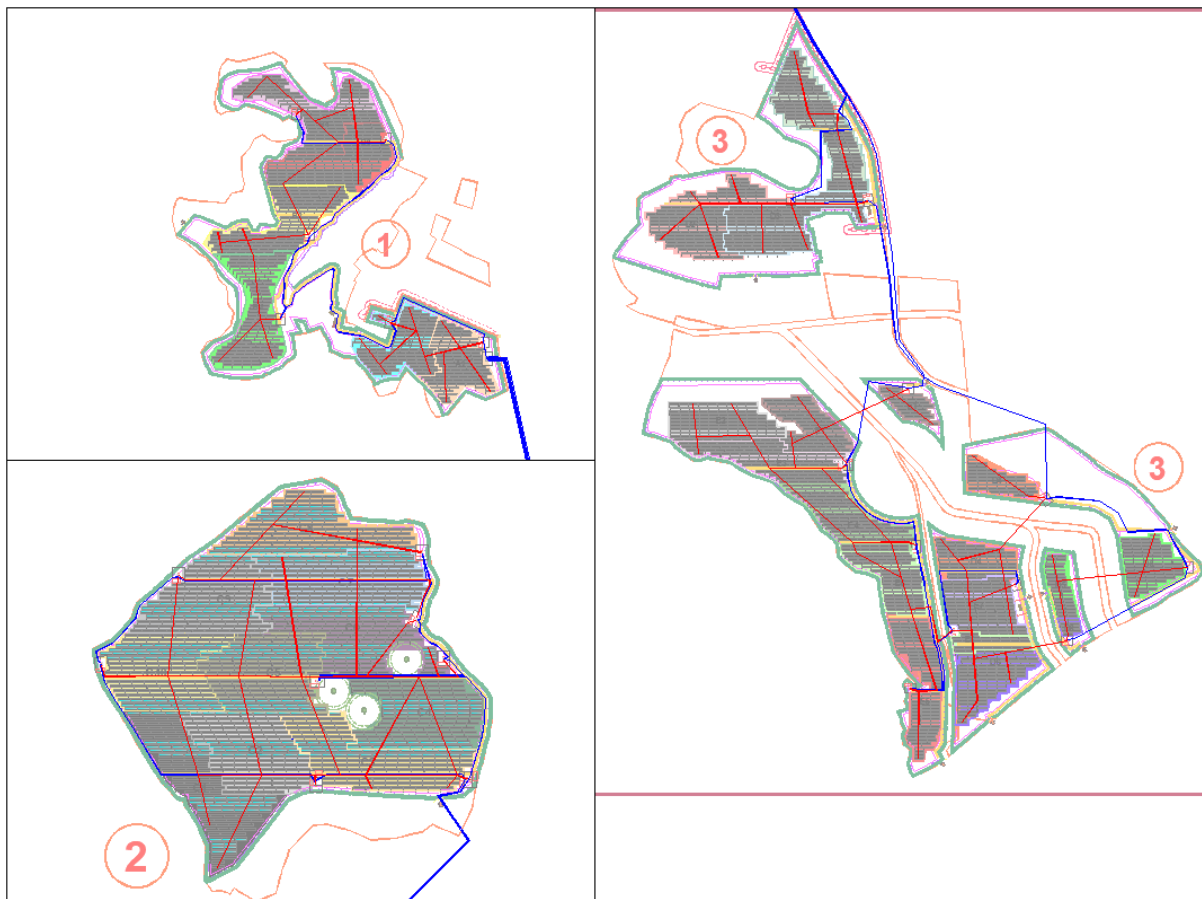


Figura 2-12: Stato di progetto dell'area dell'impianto

2.7.3 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

1. Strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici;
2. Pali di strutture di sostegno;
3. Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere di cui al punto 1 e 3 si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Per quanto riguarda i pali delle strutture, nell'elaborato relativo alla Relazione calcolo preliminare strutture e fondazioni Rif "BON_PC_0101_0" sono riportati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

2.7.4 Calcoli idraulici

L'area di intervento è situata prevalentemente in una zona pianeggiante, e si sviluppa per una superficie totale di circa 128 ha. L'installazione si sviluppa tra le quote di 344 e 410 m sul livello del mare, ed è divisa in 3 aree.

L'area 1 può essere suddivisa in 2 sottoaree. La prima comprende una stretta fascia di raccordo pedemontano del M.te Ladu (verso WSW), con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15°. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. La seconda comprende buona parte del pianoro di vetta del M.te Ladu (*Loc. Planu de Monte Ladu*) Costituendo la vetta di un altopiano, l'area risulta pressoché pianeggiante, con quote medie prossime a 412 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini. Quest'area non è direttamente interessata dalla presenza di alcun corso idrico.

L'area 2 comprende una fascia di raccordo pedemontano del M.te Cujaru (in senso orario da SW verso S). L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15° e con quote medie prossime a 355 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato quasi esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini. L'area è interessata dall'attraversamento nella parte meridionale di un corso idrico del primo ordine gerarchico Strahler, vige pertanto una fascia di rispetto di 10 metri.

L'area 3 è caratterizzata da un assetto planoaltimetrico circa pianeggiante, con quote medie prossime a 344 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. Comprende inoltre un'ampia fascia di raccordo pedemontano del M.te Frusciu (in senso orario da NNE verso WSW) con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area è interessata dall'attraversamento di diversi corpi idrici, tra cui spicca il "Rio Nuschesos" tutelato ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. 42/2004 sulla tutela del vincolo paesaggistico e per i quali vige una fascia di rispetto di 150 m, oltre agli corpi idrici per i quali vigono fasce di rispetto fino a 50 metri, corrispondenti all'ordine gerarchico Strahler 3.

L'area in progetto è interamente ricompresa nel bacino imbrifero del compluvio appartenente al sub bacino "Coghinas-Mannu-Temo" sul quale vengono convogliate le precipitazioni di una vasta area.

Si andrà dunque a stimare la precipitazione di progetto secondo le metodologie e gli studi disponibili in letteratura per l'intera regione Sardegna ed utilizzate nelle stesure del PAI e del PSFF.

Sono stati individuati 4 bacini idrologici, sui quali vengono convogliate le acque di precipitazione delle aree in progetto.

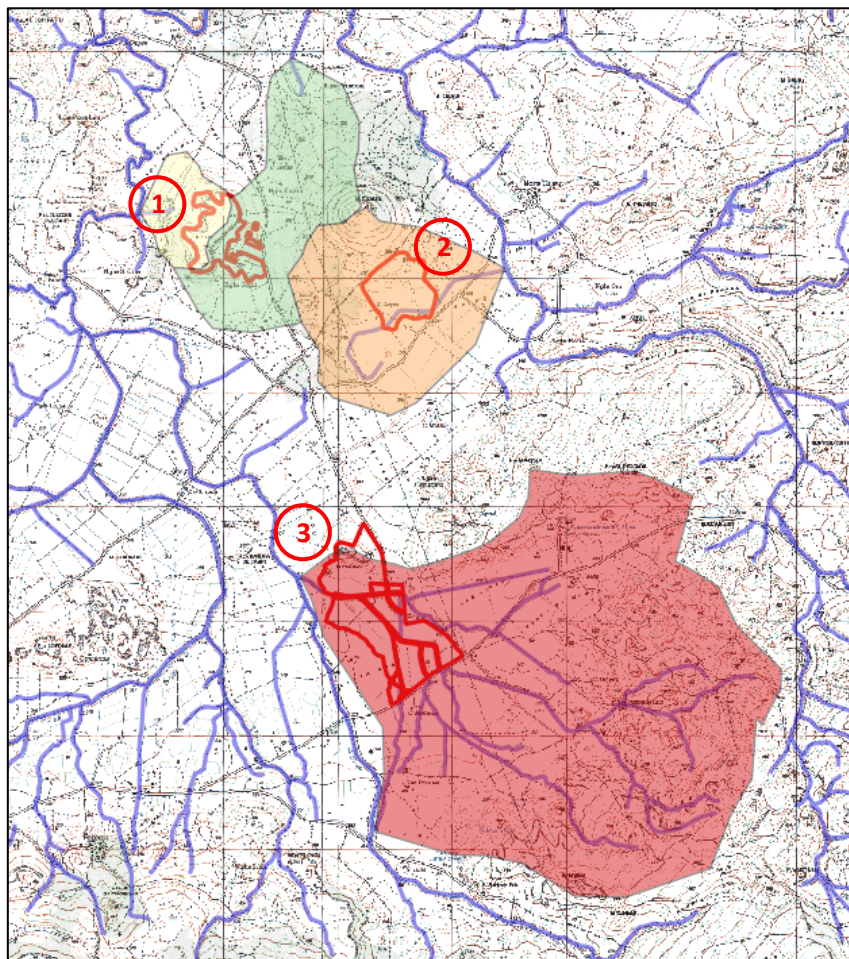


Figura 2-13: Bacini idrografici

Lo studio idrologico-idraulico è consistito in:

- analisi delle precipitazioni;
- valutazione della durata dell'evento pluviometrico di progetto di durata pari al tempo critico del bacino idrografico oggetto di studio (coefficiente di deflusso e precipitazione di progetto);
- determinazione dei volumi di riferimento e dimensionamento del sistema di collettamento delle stesse,
- dimensionamento delle misure compensative per il conseguimento dell'invarianza idraulica.

I calcoli di progetto sono riportati in dettaglio nella Relazione idrologica e idraulica Rif. "BON_PC_0401_0".