



N. rev	Nota di revisione	Data	Firma	Controllo
R01	Emissione	15/06/2023		

Oggetto:
 PROVVEDIMENTO AUTORIZZATORIO VIA (art. 23 del Dlgs 152/2006 ssmmi) + AUR
 Comune di Sassari (SS) - "Località Tanca Beca"
 Progetto di un Impianto Fotovoltaico a Terra Potenza Nominale 143,87 MWp e Sistema di
 Accumulo Elettrochimico della Potenza Nominale di 70MW/560MWh connesso alla rete RTN

Titolo del disegno:

RELAZIONE DESCRITTIVA

Società Proponente:

e-Solar 5 srl
 Via Augusto Gargana, 34 - Viterbo
 Tel.Fax.: +39 0761 972329; Mob.: +39 338 6316126;

e-Solar 5 S.r.l.
 L'Amministratore unico

Progettazione :

Ing. Vincenzo CHIRICOTTO
 Strada Fastello, 65 - Viterbo
 Tel.Fax.: +39 0761 972329; Mob.: +39 338 6316126;
 Email: vincenzo@chiricotto.it;



R01

Data: 15/06/2023

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO CON PRODUZIONE AGRICOLA E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE FOTOVOLTAICA E SISTEMA DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO DA UBICARSI IN AGRO DI SASSARI (SS) E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI SASSARI (SS) PER LA CONNESSIONE ALLA STAZIONE ELETTRICA RTN

Impianto FV:Potenza nominale cc:143,87 MWp

Sistema di accumulo: Potenza nominale ca: 70.00 MVA – Capacità nominale: 560 MWh

Sommario

1.	PREMESSA.....	3
1.1	Inquadramento dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse.....	5
1.2	L'Agrivoltaico	8
2.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE.....	8
2.1.	Il progetto	8
2.3.	Elementi costituenti le opere connesse	13
2.4.	Opere civili	13
2.5.	Strutture di sostegno dei moduli	15
2.6.	Esecuzione degli scavi.....	15
2.7.	Sistema di controllo e monitoraggio (SCM)	16
2.8.	Sicurezza dell'impianto	17
3.	PRODUCIBILITÀ.....	19
4.	ANALISI DI ABBAGLIAMENTO.....	20
5.	REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	22
6.	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	22
8.1	Smontaggio dei moduli fotovoltaici e delle string-box.....	23

1. PREMESSA

La presente relazione descrittiva è relativa al progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza nominale di 143,87 MWp, da realizzarsi in agro di Sassari (SS), e delle relative opere connesse nel comune Sassari (SS). Ad esso sarà associato un Sistema di Accumulo dell'energia (BESS) di capacità nominale di accumulo pari a 70 MW per 560 MWh.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione è prevedibile che le tecnologie e le caratteristiche dei componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto) siano oggetto di migliorie che potranno indurre la committenza a scelte diverse da quelle descritte nella presente relazione e negli elaborati allegati. Tuttavia si può affermare che resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di immissione nella rete, occupazione del suolo e fabbricati.

Con la realizzazione del parco fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 90% dell'energia che consuma con una rilevante dipendenza dall'estero.

I costi della bolletta energetica, già alti, per l'aumento della domanda internazionale rischiano di diventare insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni di Kyoto, di Copenaghen e di Parigi. La transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica per un Paese come il nostro dove, tuttavia, le risorse idrauliche e geotermiche sono già sfruttate appieno.

Negli ultimi 10 anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili, lo sviluppo delle stesse nel

nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nel fotovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale. La conclusione di detti incentivi ha in parte frenato lo sviluppo soprattutto del fotovoltaico creando notevoli problemi all'economia del settore. La ditta proponente si pone come obiettivo di attuare la "grid parity" nel fotovoltaico grazie all'installazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendano l'energia prodotta dal fotovoltaico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili.

L'energia solare è l'unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo pur non rappresentando da sola, almeno nel breve-medio periodo, la risposta al problema energetico mondiale. Per quanto concerne l'abbattimento delle emissioni di sostanze inquinanti (anidride carbonica), derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, è possibile fare riferimento al fattore di conversione dell'energia elettrica in anidride carbonica appunto; tale coefficiente è pari a **0,462 gCO₂/MWh**. Analizzando i dati di simulazione della producibilità dell'impianto ricavati mediante l'utilizzo del sw Solarius, la produzione al primo anno è pari a 207 393 279.30 kWh e, considerando una perdita di efficienza annuale del 0,9%, anche in funzione della vita media dell'impianto (circa 30 anni), si può calcolare una produzione di energia pari a 240780293,7 kWh, corrispondente a circa 3.115.745 kg CO₂.

come riscontrabile nella tabella sotto allegata:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	114.129.859,21	89.811,05	102.813,19	3.370,92
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	2.097.582.121,90	1.650.628,97	1.889.594,02	61.953,90
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	3.115.745.156,43	2.451.841,67	2.806.800,09	92.026,12

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Figura a - tabella riepilogativa delle emissioni evitate

1.1 Inquadramento dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse

Il sito sul quale sarà realizzato l'impianto fotovoltaico ricade in agro di Sassari (SS) e le relative coordinate geografiche sono le seguenti:

- latitudine: 40°42'14.50" N
- longitudine: 8°22'10.64" E

Catastalmente le aree oggetto d'intervento fotovoltaico, risultano distinte in catasto come segue:

Comune di Sassari (SS) Sez. NurraB

IMPIANTO FOTOVOLTAICO

- Foglio 80 Particelle 167 – 246 – 247 – 248
- Foglio 81 Particelle 25 – 54 – 58 – 56 – 50 – 51
- Foglio 92 Particelle 12 – 110
- Foglio 93 Particelle 117 – 1 – 168 – 170 – 110
- Foglio 101 Particelle 709 – 658 – 705 – 712 – 716
- Foglio 111 Particelle 101 – 130 – 131 – 132 – 128 – 51 – 50

Area Impianto FV = 1'894'491 m² – 189,4491 ha

IMPIANTO STORAGE

Comune di Sassari (SS) Sez. NurraB

- Foglio 81 Particelle 25 – 50 – 51 – 54 – 56

Area BESS = 43'755 m² – 4,3755 ha.

Le necessarie opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ricadenti in agro di Sassari(SS). ed individuate catastralmente come segue:

- Comune di Sassari (SS) sez.B Foglio di mappa n.° 94, p.lle 2-169-170-171-149-173

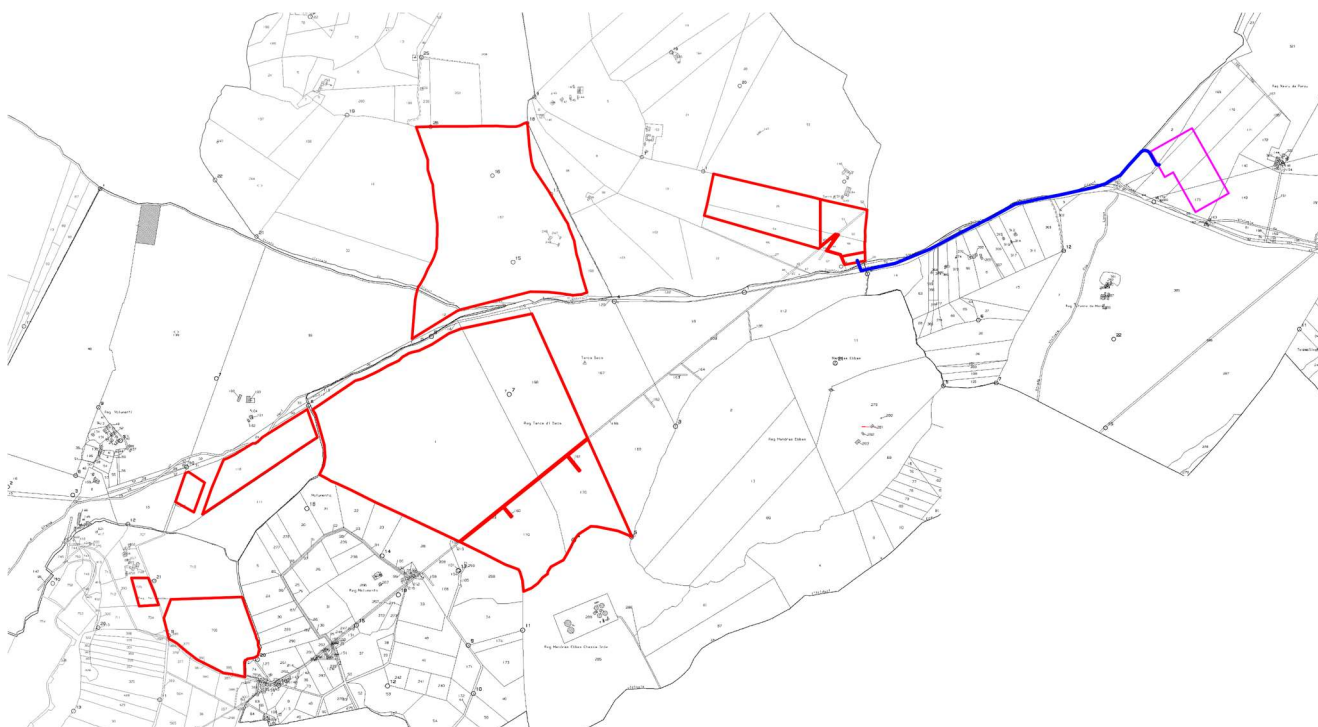


Figura 1 – Impianto FV e Cavidotto su Base Catastale

Il parco fotovoltaico è collegato alla SSU mediante cavidotto interrato che corre per la quasi totalità del percorso lungo la viabilità esistente e per breve tratto attraverso proprietà privata per le quali si prevede di procedere mediante pratica espropriativa.

La stazione Utente è a sua volta collegata alla Stazione RTN in Comune di Sassari (SS). L'impianto fotovoltaico in progetto è costituito dai seguenti elementi principali:

- **pannelli fotovoltaici;**
- **strutture metalliche di sostegno ed orientamento dei pannelli;**
- **Cabine MT/BT;**
- **String Inverter;**
- **conduttori elettrici e cavidotti;**
- **sottostazione utente AT/MT;**
- **viabilità interna per raggiungere i trasformatori;**
- **impianti di videosorveglianza;**
- **recinzione perimetrale e cancelli di accesso;**
- **interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale;**

Negli stessi Lotti è prevista inoltre attività di produzione agricola;

L'area individuata per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è posta in linea d'aria è situato a circa 20 km dal centro abitato di Sassari ad Est e circa a 15 km dal centro abitato di Alghero a Sud; l'area è attualmente interessata principalmente da seminativi e pascoli. L'arrivo all'impianto è garantito dalla S.S. n.° 65.

La sistemazione dei moduli fotovoltaici ha tenuto conto dei vincoli paesaggistici previsti, dalla fascia di rispetto dalla viabilità esistente e dalle aree "impegnate" dalla fascia di rispetto dall'asta idraulica.

La superficie delle particelle acquisite ai fine della progettazione e futura realizzazione, è pari a 1.894.491 m². La seguente figura riporta uno stralcio ortofoto dell'area di intervento.

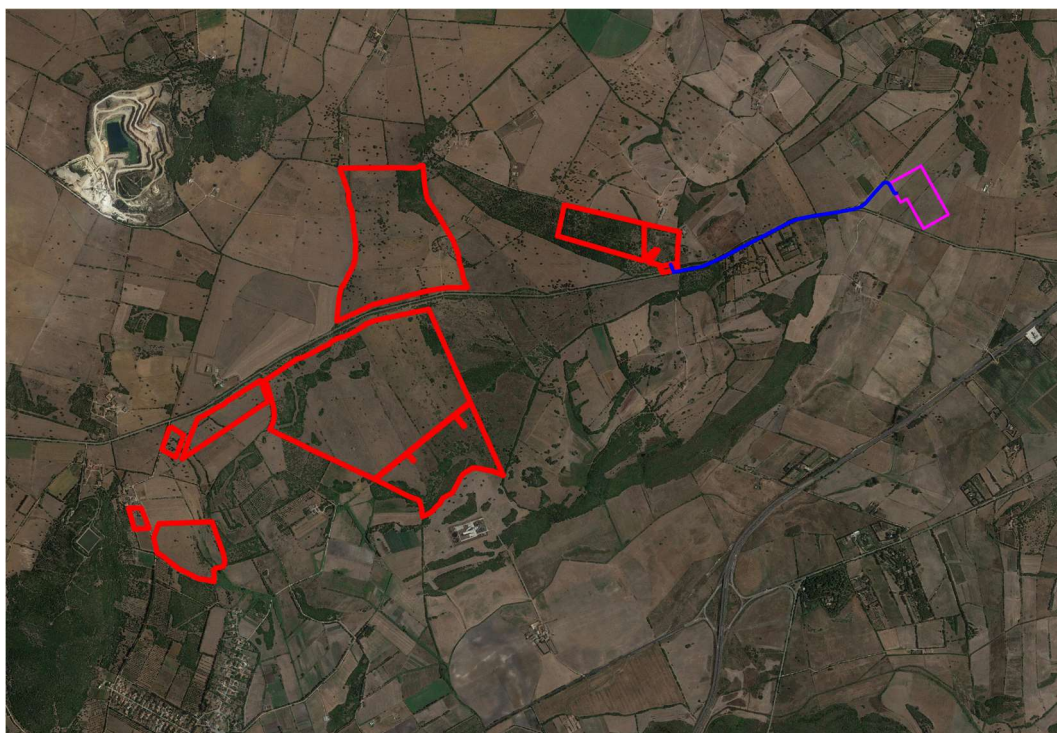


Figura 2 - Impianto FV

L'impianto fotovoltaico sarà collegato alla Stazione Elettrica di Trasformazione AT/MT dell'utente a mezzo di un cavidotto prevalentemente interrato di media tensione con una lunghezza pari a circa 33.957 mt, il cui tracciato ricade nel comune di Sassari (SS), per lo più su pubblica viabilità. Infine la connessione tra la stazione di utenza e la SE RTN di trasformazione 380/36 kV, ubicata nel Comune di Sassari (SS), è prevista mediante la realizzazione cavidotto sempre in alta tensione interrato, di lunghezza pari a circa 20 m.

Si evidenzia che la realizzazione delle opere di utenza per la connessione alla Rete Elettrica Nazionale di proprietà Terna S.p.A. permetteranno l'immissione nella stessa dell'energia prodotta dal campo fv del produttore.

Per quanto concerne l'aspetto della vincolistica paesaggistica – ambientale, si rimanda allo studio di impatto ambientale.

1.2 L'Agrivoltaico

Per un impianto agrivoltaico possono essere definiti i seguenti requisiti:

1. REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
2. REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
3. REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
4. REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
5. REQUISITO E: L'impianto agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico".

Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1quater e 1-quinquies, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.

L'impianto in oggetto soddisfa a pieno i requisiti A, B e C. Pertanto, si può concludere che si configura come 'agrivoltaico'.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE

2.1. Il progetto

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica oggetto della presente relazione descrittiva avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata lato DC: 143,87 MWp;

- potenza dei singoli moduli: 655 Wp;
- n. 25 Cabine MT/BT;
- n. 1 cabina di raccolta MT;
- n. 400 string inverter

- rete elettrica interna in media tensione a 20 kV per il collegamento in entra-esci tra la stazione di trasformazione e la cabina di smistamento;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico.

Nel complesso l'intervento di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, conterà delle seguenti macro-attività:

- scotico e preparazione dell'area;
- montaggio della recinzione perimetrale;
- realizzazione della viabilità interna;
- installazione delle Cabine MT/BT, della cabina di smistamento, dei battery container del sistema di accumulo e del container MT del BESS;
- installazione dei tracker con i moduli fotovoltaici;
- rete elettrica interna alla tensione nominale tra i moduli fotovoltaici e tra questi e le Cabine MT/BT;
- rete elettrica interna alla tensione nominale tra i battery container;
- rete elettrica interna in bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari e i dispenser di ricarica elettrica per l'autotrazione;
- rete elettrica interna in media tensione per il collegamento in entra-esci tra la stazione di trasformazione e la cabina di smistamento;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico;
- realizzazione dei collegamenti elettrici di campo;

Completterà l'intervento la realizzazione della stazione elettrica Utente MT/AT (20/150 kV) e la stazione di RTN AT (380/36 kV); in particolare, quest'ultima opera consentirà di raccogliere l'energia generata dai produttori nello stallo assegnato da Terna. In tal modo si garantirà la razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture di rete (come richiesto da Terna nella Soluzione Tecnica Minima Generale – STMG) e non sarà necessario in futuro costruire altre eventuali opere, evitando un ulteriore spreco di risorse e di materie prime, con evidenti benefici in termini di mitigazione e riduzione degli impatti.

2.2. Elementi costituenti l'impianto fotovoltaico

L'elemento cardine di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è la cella fotovoltaica (di cui si compongono i moduli fotovoltaici), che grazie al materiale semiconduttore di cui è

composta, trasforma l'energia luminosa derivante dal sole in corrente elettrica continua. Tale energia in corrente continua viene poi convertita in corrente alternata e può essere utilizzata direttamente dagli utenti, o, come nel caso in esame, immessa nella RTN.

In generale, i componenti principali dell'impianto di produzione sono:

- i moduli fotovoltaici (costituiti dalle celle su descritte);
- i cavi elettrici di collegamento;
- gli inverter;
- i trasformatori BT/MT;
- i quadri di protezione e distribuzione in media tensione;
- gli elettrodotti in media tensione;
- i contatori per misurare l'energia elettrica prodotta dall'impianto;
- la cabina di smistamento.

Il progetto del presente impianto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici con struttura mobile ad inseguitore solare mono-assiale, est-ovest. Questa tecnologia consente, attraverso la variazione dell'orientamento dei moduli, di mantenere la superficie captante sempre perpendicolare ai raggi solari, mediante l'utilizzo di un'apposita struttura che, ruotando sul suo asse Nord-Sud, ne consente la movimentazione giornaliera da Est a Ovest, coprendo un angolo sotteso tra $\pm 60^\circ$. Nella struttura ad inseguitore solare i moduli fotovoltaici sono fissati ad un telaio in acciaio, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio, da infiggere direttamente nel terreno, ove il terreno risultasse idoneo. Questa tipologia di struttura eviterà l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo. In fase esecutiva si potrebbe decidere di utilizzare fondazioni in calcestruzzo nel caso in cui non fosse possibile l'utilizzo di pali infissi.

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da 219.648 moduli fotovoltaici di nuova

generazione in silicio monocristallino di potenza nominale pari a 655 Wp. Le celle fotovoltaiche di cui si compone ogni modulo sono protette verso l'esterno da un vetro temprato ad altissima trasparenza e da un foglio di tedlar, il tutto incapsulato sotto vuoto ad alta temperatura tra due fogli di EVA (Ethylene / Vinyl / Acetate). La scatola di giunzione, avente grado di protezione IP68, contiene i diodi di by-pass che garantiscono la protezione delle celle dal fenomeno di hot spot. L'insieme di 30 moduli, collegati tra loro elettricamente, formerà una stringa fotovoltaica.

Il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture di sostegno dei pannelli concavi esterni graffettati alle stesse. Ogni struttura di sostegno, denominate "tracker", porterà 2 stringhe

fotovoltaiche complete; l'insieme di più stringhe fotovoltaiche, collegata in parallelo tra loro, costituirà un sottocampo o sezione e si collegheranno alle Cabine MT/BT. Le Cabine MT/BT previste saranno in n. 25.

Per ogni Cabine MT/BT è prevista, inoltre, l'installazione di un numero preciso di string box (si rimanda all'elaborato grafico dello schema unifilare d'impianto), aventi la funzione di raccogliere la corrente continua in bassa tensione prodotta dalle stringhe e trasmetterla agli inverter, per la conversione da corrente continua a corrente alternata. Tali quadri di parallelo garantiranno anche la possibilità di monitorare i parametri elettrici delle singole stringhe ed eventualmente consentire il distacco da remoto di quelle con funzionamento anomalo.

L'inverter scelto per il presente progetto avrà potenza nominale in c.a. pari a 215kVA. L'energia in corrente alternata uscente dall'inverter sarà trasmessa al trasformatore per la conversione da bassa a media tensione. Si tratta di un sistema che combina molteplici inverter che vengono poi connessi alla cabina MT/BT equipaggiata con trasformatore, MV switchgear (RMU), trasformatore per i servizi ausiliari e relativo pannello di controllo con grado IP56 in un singolo blocco pre- assemblato, avente dimensioni pari a 11,39 x 2,10 x 2,46 m e da installare su un hot-dip galvanized steel con un oil retention tank.

Le principali caratteristiche dei componenti sono le seguenti:

- ✓ Quadro MT:
 - Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno o eventualmente IP55;
 - Ventilazione naturale.
- ✓ Trasformatore MT/BT 20 /0,69 kV:
 - Potenza: 8.000kVA;
 - Raffreddamento tipo ONAN o eventualmente KNAN;
 - Gruppo di vettoriamento Dy11;
 - Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno;
 - Minimum PEI: 99,5%;

- Configurato per resistere ad alte temperature e ambienti aspri.
- ✓ Controllo e monitoraggio:
 - Comunicazione in tempo reale
 - Connessione remota
 - Aggiornamento del firmware da remoto
 - Sistema di monitoraggio mediante apposita app

L'energia uscente dalle Cabine MT/BT sarà convogliata verso la cabina di smistamento, che avrà la funzione di convogliare l'energia in MT verso la sottostazione MT/AT. Tale cabina sarà realizzata in c.a.p. (cemento armato pressato) e dotata di vasca di fondazione anch'essa in c.a.p., posata su un magrone di sottofondazione; sarà internamente suddivisa nei seguenti tre vani:

- vano quadri MT;
- vano per l'alloggiamento del trasformatore per i servizi ausiliari e la ricarica elettrica;
- vano per l'alloggiamento dei quadri BT e del monitoraggio.

Dalla cabina di smistamento partirà il cavidotto in media tensione per la sottostazione MT/AT. Oltre a detti locali, è prevista la realizzazione di altri manufatti che saranno dedicati ad ospitare i quadri di alimentazione e controllo dei servizi ausiliari, quali impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, movimentazione tracker, ecc.

Nell'area dell'impianto fotovoltaico sarà realizzata la rete di terra per la protezione dai contatti indiretti e le fulminazioni; alla rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. La rete di terra sarà costituita da dispersori in acciaio zincato idonei alla posa nel terreno ed un conduttore di terra in rame nudo (35/50 mmq), interrati ad una profondità di almeno 0,6/0,7 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione. Intorno alle Cabine MT/BT e alle cabine di smistamento l'impianto di terra sarà costituito da una maglia realizzata con conduttori nudi di rame a cui saranno collegati, mediante conduttori o sbarre di rame, i morsetti di terra dei vari apparecchi, i dispositivi di manovra ed i supporti dei terminali dei cavi. In prossimità di tali supporti sarà previsto un punto destinato alla messa a terra delle schermature dei cavi stessi. L'impianto di terra sarà rispondente alle normative vigenti, in particolare alla Norma CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata" ed alla Guida CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria". Per maggiori dettagli sul dimensionamento dello stesso

si rimanda al successivo paragrafo 2.8.).

L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di un sistema di gestione, controllo e monitoraggio (impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, impianto di antintrusione, FM e illuminazione cabina di controllo) che sarà installato in un apposito vano all'interno della cabina destinata ad i servizi ausiliari.

2.3. Elementi costituenti le opere connesse

Le opere connesse all'impianto fotovoltaico consentono il trasferimento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fv alla Rete di Trasmissione Nazionale; possono essere riassunte come segue:

- Cavidotto in media tensione per la connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di elevazione AT; la profondità complessiva del cavidotto sarà di 1,70 m, costituita da corde di sezione pari a 240 mmq (minima di calcolo 185mmq in alluminio e saranno direttamente interrate con posa ad elica visibile, al fine di ridurre l'ampiezza dei campi elettromagnetici generati. All'interno dello scavo sarà anche posato un monotubo per fibra ottica (monomodale) per consentire la comunicazione tra parco e stazione utente; i cavi MT saranno protetti con un tegolino superiore e segnalati con opportuno nastro monitore posato a circa 80 cm di profondità.
- Stazione di elevazione AT/MT (36 / 30 kV) al cui interno è prevista la realizzazione del quadro di alta tensione, con componenti ad isolamento in aria; saranno installati il quadro di media tensione ed il trasformatore dei servizi ausiliari, i quadri di bassa tensione per la protezione e il monitoraggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche, un gruppo elettrogeno e i contatori di misura fiscali, con accesso dall'esterno per la lettura.
- Stazione RTN (380/36 kV) che raccoglierà l'energia prodotta dall'impianto in questione.

2.4. Opere civili

- **Recinzione perimetrale e cancelli**

Con lo scopo di proteggere le attrezzature descritte in precedenza, l'area sulla quale sorgerà l'impianto fotovoltaico, sarà completamente recintata e dotata di illuminazione, impianto antintrusione e videosorveglianza. La recinzione sarà realizzata in rete metallica maglia larga (80 x 100 mm) zincata plastificata di colore verde (RAL 6005) in materiale ecocompatibile, di altezza pari a ca. 2,00 mt, e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporto, a sezione circolare, Ø48 distanti gli uni dagli altri 2 m con eventuali plinti cilindrici.

Con lo scopo di non ostacolare gli spostamenti della piccola fauna terrestre, tuttavia, è prevista la realizzazione di una luce libera tra il piano campagna e la parte inferiore della rete di 30 cm ogni 25 metri.

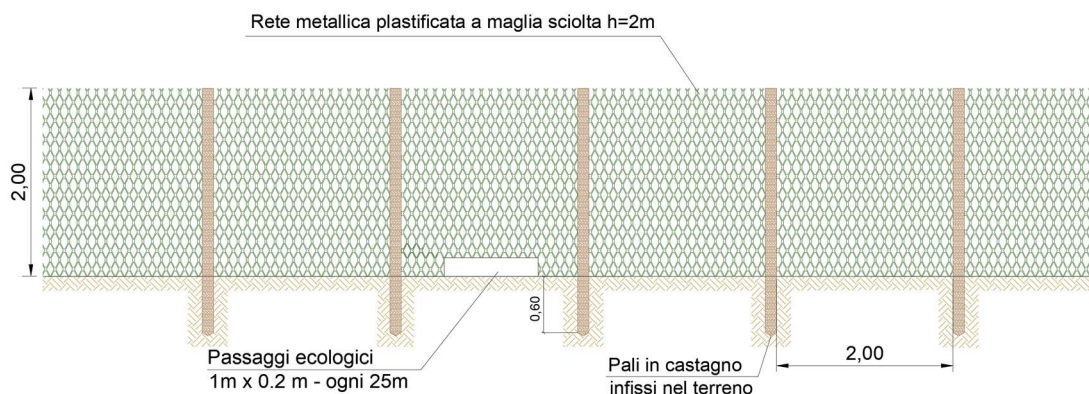


Figura 3 – Recinzione perimetrale

L'accesso alle aree sarà garantito attraverso un cancello a doppia anta a battente di larghezza pari a 6 m, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti. Il cancello sarà realizzato con telai di supporto (tubolari) in acciaio e rete metallica plastificata; i montanti laterali saranno infissi al suolo o, se necessario, fissati ad una apposita struttura di sostegno.

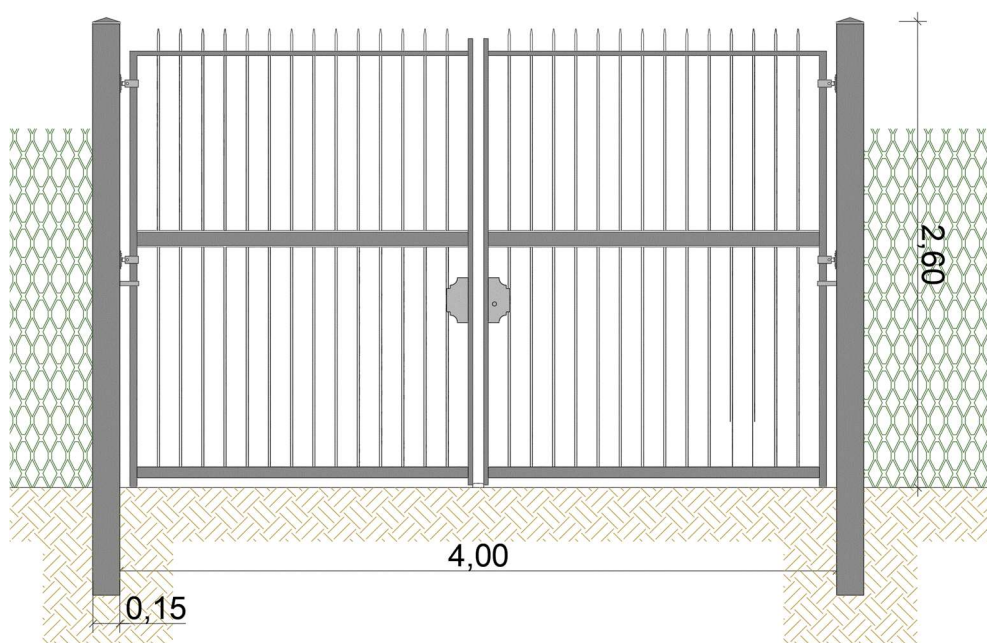


Figura 4 - Cancelli

- **Viabilità interna**

La circolazione dei mezzi all'interno delle aree, sarà garantita per l'accesso alle cabine interne all'area dell'impianto dalla presenza di una apposita viabilità per la cui esecuzione sarà effettuato uno sbancamento di 65 cm circa, ed il successivo riempimento con un pacchetto stradale così formato:

- un primo strato, di spessore pari a 50 cm, realizzato con massicciata di pietrame di pezzatura variabile recuperato dagli scavi previsti nell'area di impianto;
- un secondo strato, di spessore pari a 15 cm, realizzato con pietrisco di pezzatura variabile, che partirà da 2,5 e 3 cm e andrà a ridursi gradatamente.

Sul piano di fondazione del primo strato sarà posato un telo di geotessuto TNT (200 – 300 gr/mq), che garantirà la separazione completa tra il terreno sottostante ed il pacchetto stradale ed eviterà la ricrescita di vegetazione all'interno delle aree destinate alla viabilità perimetrale. Tale viabilità sarà realizzata lungo tutto il perimetro, all'interno del campo e attorno alle cabine per garantire la fruibilità ad esse; avrà una larghezza tipicamente di 4 m.

2.5. Strutture di sostegno dei moduli

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà ad inseguitore solare monoassiale; si tratta di una struttura a pali infissi, completamente adattabile alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito ed alla quantità di spazio di installazione disponibile.

In via generale le strutture fotovoltaiche avranno le seguenti caratteristiche:

- Sistema di Rotazione: ad asse singolo orizzontale;
- Angolo di Rotazione: $\pm 60^\circ$;
- Caratteristiche del suolo:
 - Pendenza Nord-Sud: 17%
 - Pendenza Est-Ovest: illimitata
- Fondazioni: Pali infissi

Nello specifico quella scelta per il progetto in questione, essendo ciascuna struttura costituita da 64 moduli fotovoltaici disposti su due file, avrà dimensioni pari a 43,66 x 4,68 (lunghezza x larghezza).

I pali di supporto alla struttura saranno infissi direttamente nel terreno ed in fase esecutiva potrebbero essere scelte fondazioni in calcestruzzo se necessarie. Per maggiori informazioni si rimanda all'elaborato grafico di dettaglio.

2.6. Esecuzione degli scavi

Saranno eseguite due tipologie di scavi:

- gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine MT/BT

e della cabina di smistamento (sia interne all'impianto fotovoltaico che alle stazioni elettriche) e delle viabilità interne;

- gli scavi a sezione ristretta, in particolare per la realizzazione dei cavidotti BT ed MT.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi. Il rinterro dei cavidotti, a seguito della posa degli stessi, che deve avvenire su un letto di sabbia su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, sarà eseguito per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

Lo strato terminale di riempimento degli scavi eseguiti sulla viabilità, invece, sarà realizzato con il medesimo pacchetto stradale, in modo da ripristinare la pavimentazione alla situazione originaria; per quanto riguarda il materiale scavato in eccesso, se idoneo, sarà utilizzato per la formazione di rilevati nell'area di impianto al fine di ridurre il più possibile lo smaltimento in discarica. Anche in questo caso, per maggiori dettagli si rimanda ai relativi elaborati grafici.

2.7. Sistema di controllo e monitoraggio (SCM)

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite due tipologie di controllo:

- controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, dotato di software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni di impianto; anche nella stazione di trasformazione AT/MT è prevista la installazione di uno SCADA che garantirà il monitoraggio dei quadri AT ed MT e delle relative protezioni;
- controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto, tramite modem UMTS/LTE con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter, e della stazione AT/MT, tramite connessione satellitare; il controllo in remoto avverrà da centrale (servizio assistenza) con i medesimi software del controllo locale.

Per l'impianto fv le grandezze controllate dal sistema sono:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte
- Consumi energetici dei servizi ausiliari.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box di acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS); sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale

per la misura della temperatura ambientale, l'irraggiamento e la velocità del vento.

Per quanto concerne la stazione di elevazione AT/MT, le grandezze monitorate saranno principalmente le seguenti:

- Potenze in transito sulla linea;
- Tensione AT ed MT;
- Correnti AT ed MT;
- Stato delle protezioni e degli organi di comando (sezionatori ed interruttori, sia AT che MT);
- Energia (attiva e reattiva) scambiata con la rete attraverso la telelettura dei contatori UTF ed interni.

2.8. Sicurezza dell'impianto

- Protezione da corti circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori). Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

- Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente dannose per la salute. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 1000 V in c.c., che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo, perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo, mentre il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e

l'emissione di una segnalazione di allarme.

- Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceramico della località di montaggio, e quindi non accrescono la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono altamente insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni, i quadri di parallelo (sottocampi) sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

- Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogo limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'interruttore MT di tipo SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

- Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete auto produttore che della rete di trasmissione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione di Terna.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete come richiesto nella Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas (ARERA). L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli:

- dispositivo del generatore (DDG);
- dispositivo di interfaccia (DI);
- dispositivo generale (DG).

Dispositivo del generatore: ciascun inverter sarà protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura. L'inverter sarà anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.a.

Dispositivo di interfaccia: il dispositivo di interfaccia (DI) gestisce la disconnessione

automatica dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete pubblica; questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti.

Dispositivo generale: il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il dispositivo generale sarà costituito da un interruttore in alta tensione con sganciatori di apertura (tipicamente n. 2 bobine a lancio e n. 1 bobina a mancanza di tensione).

- Impianto di terra

L'impianto di terra va dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte delle protezioni TERNA; per valutare questi dati occorrerebbe conoscere il valore della corrente di guasto fornito da Terna in corrispondenza del punto di connessione e riportarlo sulla rete MT dell'impianto di produzione, portando in conto tutte le impedenze interposte (in particolare la reattiva capacitiva del cavo MT e quella induttiva del TR AT/MT).

Si ricorda che prima della messa in servizio dell'impianto saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal DPR 22 ottobre 2001 n. 462.

- Antincendio

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto sono presenti "macchine elettriche fisse con contenuto di liquido isolante combustibile in quantità superiore ad 1 mc" (trasformatori); pertanto si configura l'attività 48 del d.P.R. 151/2011, normata dal DM 15/07/2014 e s.m.i.. Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica specifica, con la quale si dimostra la totale osservanza delle specifiche disposizioni tecniche antincendio.

3. PRODUCIBILITÀ

Il lotto di terreno su cui sarà realizzato l'impianto fotovoltaico è sito nei Comuni di Sassari (SS); le coordinate baricentriche dell'impianto sono le seguenti:

- latitudine: 40°42'14.50" N
- longitudine: 8°22'10.64" E

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli permette la captazione dell'energia solare ottimizzata alle varie ore giornaliere. In base ai dati storici disponibili, l'irraggiamento globale annuo incidente sul piano dei collettori è 1 558.71 kWh/m²

Per determinare la producibilità del sistema fotovoltaico sul lato BT è indispensabile stimare le perdite del sistema in punti percentuali.

Attraverso il software Solarius-PV vers.14.00.b, si è stimata una producibilità pari a 240.780.293,7 kWh al primo anno. La CO2 evita pertanto sarà

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0
Emissioni evitate in un anno [kg]	114.129.859,21
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	2.097.582.121,90
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	3.115.745.156,43

4. ANALISI DI ABBAGLIAMENTO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad un'intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

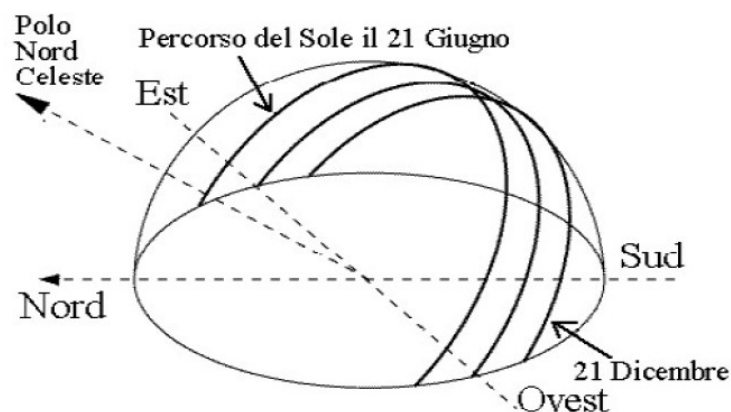


Figura 5 - Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord di circa 45°

Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit. In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra circa 1 e 2,5m e del loro angolo di inclinazione variabile lungo l'asse est-ovest, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche. Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica. Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico principalmente responsabile di tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo

e delle celle solari. L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale conferisce alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestate. Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare. Inoltre i moduli di ultima generazione sono caratterizzati da un vetro più esterno costituito da una particolare superficie, non liscia, che consente di aumentare la trasmissione dell'energia solare grazie ad una maggiore rifrazione della radiazione incidente verso l'interno del vetro e, quindi, verso le celle fotovoltaiche. Nel vetro, in particolare dei moduli in silicio amorfo in rapporto al cristallino, si verifica una maggiore riflessione dei raggi solari soprattutto per elevati angoli di incidenza (da 20° a 70°). Il progetto in esame prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino.

Le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti,

pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ri-direzionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia. Inoltre i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione di celle fotovoltaiche fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettenza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

Alla luce di quanto esposto si può pertanto concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne è da ritenersi ininfluenza non rappresentando una fonte di disturbo.

5. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

L'intera progettazione e realizzazione dell'opera sono concepite nel rispetto del contesto naturale in cui l'impianto è inserito, ponendo alla base del progetto i concetti di reversibilità degli interventi e salvaguardia del territorio; questo al fine di ridurre al minimo le possibili interferenze con le componenti paesaggistiche. Durante la fase di cantiere, il terreno derivante dagli scavi eseguiti per la realizzazione di cavidotti, fondazioni e viabilità interna, sarà accatastato nell'ambito del cantiere e successivamente utilizzato per il riempimento degli scavi dei cavidotti dopo la posa dei cavi. In tal modo, quindi, sarà possibile riutilizzare gran parte del materiale proveniente dagli scavi, e conferire a discarica solo una porzione dello stesso.

I cavidotti per il trasporto dell'energia saranno posati in uno scavo in sezione ristretta livellato con un letto di sabbia, e successivamente riempito in parte con uno strato di sabbia ed in parte con il terreno precedentemente scavato.

La viabilità interna alle aree dell'impianto sarà realizzata in materiale drenante in modo da consentire il facile ripristino geomorfologico a fine vita dell'impianto semplicemente mediante la rimozione del pacchetto stradale e il successivo riempimento con terreno vegetale.

Il progetto prevede l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli a pali infissi, evitando così la realizzazione di strutture portanti in cemento armato, salvo sia necessaria per la natura geologica del terreno. Analoga considerazione riguarda i pali di sostegno della recinzione, anch'essi del tipo infisso.

6. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti.

Gli impatti diretti si riferiscono al personale impegnato nelle fasi di costruzione dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse, ma anche in quelle di realizzazione degli elementi di cui esso si compone.

Gli impatti indiretti, invece, sono legati all'ulteriore occupazione derivante dalla produzione dei materiali utilizzati per la realizzazione dei singoli componenti dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse; per ciascun componente del sistema, infatti, esistono varie catene di processi di produzione che determinano un incremento della produzione a differenti livelli.

Infine, gli impatti indotti sono quelli generati nei settori in cui l'esistenza di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile comporta una crescita del volume d'affari, e quindi del reddito; tale incremento del reddito deriva dalle royalties percepite dai proprietari dei suoli e dai maggiori salari percepiti da chi si occupa della gestione e manutenzione dell'impianto.

Anche l'analisi delle alternative progettuali, riportata all'interno del Quadro di Riferimento Progettuale conferma la bontà del progetto proposto.

DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La dismissione dell'impianto fotovoltaico e della SET AT/MT a fine vita di esercizio, prevede lo smantellamento di tutte le apparecchiature e attrezzature elettriche di cui è costituito, ed il ripristino dello stato dei luoghi alla situazione ante operam. Tale operazione prevede la rimozione di recinzione, cabine elettriche, quadri elettrici, sistemi di illuminazione e antintrusione, strutture porta-moduli, moduli fotovoltaici, cavi elettrici, pozzetti, quadri elettrici, viabilità interna, ecc.; nel presente piano di dismissione non si prende in considerazione la stazione di raccolta in alta tensione, in quanto, trattandosi di opera condivisa con altri futuri produttori, sarà dismessa solamente quanto l'ultimo impianto connesso avrà completato il suo ciclo produttivo. Sono previste le seguenti fasi:

- smontaggio di moduli fotovoltaici e degli string box, e rimozione delle strutture di sostegno;
- rimozione dei cavidotti interrati, previa apertura degli scavi;
- rimozione delle cabine di sottocampo, delle cabine per servizi ausiliari, della cabina di smistamento, dell'edificio di comando e controllo della stazione AT/MT e dei relativi quadri elettrici, del quadro di alta tensione nella stazione AT/MT;
- rimozione dei sistemi di illuminazione e videosorveglianza sia di impianto che di stazione;
- demolizione di tutte le viabilità interne;
- rimozione delle recinzioni e dei cancelli;
- ripristino dello stato dei luoghi.

8.1 Smontaggio dei moduli fotovoltaici e delle string-box

I moduli fotovoltaici saranno dapprima disconnessi dai cablaggi, poi smontati dalle strutture di sostegno, ed infine disposti, mediante mezzi meccanici, sui mezzi di trasporto per essere conferiti a discarica autorizzata idonea allo smaltimento dei moduli fotovoltaici. Non è prevista la separazione in cantiere dei singoli componenti di ogni modulo (vetro, alluminio e polimeri, materiale elettrico e celle fotovoltaiche). Ogni pannello, arrivato a fine ciclo di vita, viene considerato un RAEE, cioè un Rifiuto da Apparecchiature Elettriche o Elettroniche. Per questo motivo, il relativo smaltimento deve seguire determinate procedure stabilite dalle normative vigenti. I moduli fotovoltaici professionali devono essere conferiti, tramite soggetti

autorizzati, ad un apposito impianto di trattamento, che risulti iscritto al Centro di Coordinamento RAEE.

Gli string box fissati alle strutture portamoduli, saranno smontati e caricati su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica.

Le strutture di sostegno metalliche, essendo del tipo infisso, saranno smantellate nei singoli profilati che le compongono, e successivamente caricate su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica. I profilati infissi, invece, saranno rimossi dal terreno per estrazione e caricati sui mezzi di trasporto.

8.2. Rimozione di cavi e cavidotti interrati

Per la rimozione dei cavidotti interrati si prevede: la riapertura dello scavo fino al raggiungimento dei corrugati, lo sfilaggio dei cavi ed il successivo recupero dei cavidotti dallo scavo. Ognuno degli elementi così ricavati sarà separato per tipologia e trasportato per lo smaltimento alla specifica discarica.

Unitamente alla rimozione dei corrugati dallo scavo si procederà alla rimozione della corda nuda di rame costituente l'impianto di messa a terra, che sarà successivamente conferita a discarica autorizzata secondo normative vigenti.

8.3 Rimozione delle cabine di sottocampo, delle cabine per servizi ausiliari, dell'edificio di comando e controllo della SET AT/MT e dei relativi quadri elettrici, del quadro di alta tensione nella stazione AT/MT

Preventivamente saranno smontati tutti gli apparati elettrici contenuti nella cabina di smistamento, nell'edificio di comando e controllo della SET (quadri elettrici, organi di comando e protezione), nel quadro AT, nelle cabine per servizi ausiliari e le cabine di sottocampo che saranno smaltiti come RAEE.

Successivamente saranno rimossi i manufatti mediante l'ausilio di pale meccaniche e bracci idraulici per il caricamento sui mezzi di trasporto.

Le fondazioni in cemento armato, invece, saranno rimosse mediante idonei escavatori e conferita a discarica come materiale inerte.

8.4 Rimozione dei sistemi di illuminazione, videosorveglianza e antintrusione

Gli elementi costituenti i sistemi di illuminazione, videosorveglianza e di antintrusione, quali pali di illuminazione, telecamere e fotocellule saranno smontati e caricati su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica. Gli elementi interrati costituenti i medesimi sistemi, quali cavi, cavidotti e pozzetti, saranno rimossi e conferiti a discarica unitamente a cavi, cavidotti e pozzetti elettrici.

8.5 Demolizione delle viabilità di campi e di stazione

Tale demolizione sarà eseguita mediante scavo con mezzo meccanico, per una profondità di ca. 40 cm, per la larghezza di 4 m per la viabilità perimetrale e l'area di pertinenza delle cabine elettriche. Il materiale così raccolto, sarà caricato su apposito mezzo e conferito a discarica.

8.6 Rimozione recinzioni e cancelli

Le recinzioni saranno smantellate previa rimozione della rete dai profilati di supporto al fine di separare i diversi materiali per tipologia; successivamente i paletti di sostegno ed i profilati saranno estratti dal suolo. I cancelli, invece, essendo realizzati interamente in acciaio, saranno preventivamente smontati dalla struttura di

sostegno e infine saranno rimosse le fondazioni in c.a. I materiali così separati saranno conferiti ad apposita discarica.

8.7 Ripristino dello stato dei luoghi

Terminate le operazioni di rimozione e smantellamento di tutti gli elementi costituenti l'impianto FV e la stazione di elevazione, gli scavi derivanti dalla rimozione dei cavidotti interrati, dei pozzetti e delle cabine, e i fori risultanti dall'estrazione delle strutture di sostegno dei moduli e dei profilati di recinzioni e cancelli, saranno riempiti con terreno agrario. È prevista una leggera movimentazione della terra al fine di raccordare il terreno riportato con quello circostante.

8.8 Classificazione dei rifiuti

Gli impianti in questione sono costituiti essenzialmente dai seguenti elementi:

- 8.8.1 Apparecchiature elettriche ed elettroniche (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);
- 8.8.2 Cabine elettriche prefabbricate con fondazioni in cemento armato vibrato;
- 8.8.3 Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici in acciaio e alluminio;
- 8.8.4 Cavi elettrici;
- 8.8.5 Tubazioni in PVC/HDPE per il passaggio dei cavi elettrici;
- 8.8.6 Pietrisco della viabilità;
- 8.8.7 Terreno di copertura dei cavidotti interrati.

Di seguito si riporta il codice CER relativo ai materiali suddetti:

- 8.8.8 20 01 36 apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);
- 8.8.9 17 01 01 Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche);
- 8.8.10 17 04 05 Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici);
- 8.8.11 17 04 11 Cavi;
- 8.8.12 17 02 03 Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei

cavi elettrici)

8.8.13 17 05 08 Pietrisco (derivante dalla demolizione della viabilità);

8.8.14 17 05 04 Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03 (derivante dalla rimozione dell'aghiata della viabilità).

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Nella fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non avrà emissioni di sorta, e a livello nazionale eviterà una significativa quantità di emissioni in atmosfera evitando il ricorso a combustibili fossili per la generazione dell'energia prodotta.

Nello specifico si riporta la stima delle emissioni di CO₂ evitate dalla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

Produzione di kWh annui	CO₂ evitata anno (kg)	CO₂ evitata durante la vita utile dell'impianto FV (kg)
240.7802.93,7	186.161.101,04	3.115.745.156,43

In termini di TEP avremmo un risparmio

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	45.025,91
TEP risparmiate in 20 anni	827.527,12
TEP risparmiate in 30 anni	1.229.207,34

Le **Emissioni evitate** in atmosfera vengono riportate nella tabella seguente:

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	114.129.859,21	89.811,05	102.813,19	3.370,92
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	2.097.582.121,90	1.650.628,97	1.889.594,02	61.953,90
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	3.115.745.156,43	2.451.841,67	2.806.800,09	92.026,12

SCHEDE TECNICHE MODULI

Modulo **M.D.0003**

DATI GENERALI

Marca	3SUN
Modello	3SHB655G+GGF
Tipo materiale	Si monocristallino
Prezzo	€ 200.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco	655.0 W
Im	18.15 A
Isc	19.29 A
Efficienza	23.14 %
Vm	36.08 V
Voc	43.65 V

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc	0.2000 %/°C
Coeff. Termico Isc	0.044 %/°C
NOCT	45.0 °C
Vmax	1 500.00 V

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza	2 172.00 mm
Larghezza	1 303.00 mm
Superficie	2.830 m²
Spessore	25.00 mm
Peso	36.00 kg
Numero celle	60

NOTE

Note	Bifacial Output-Rearside Power Gain
------	--------------------------------------------

Technical Specifications (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

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



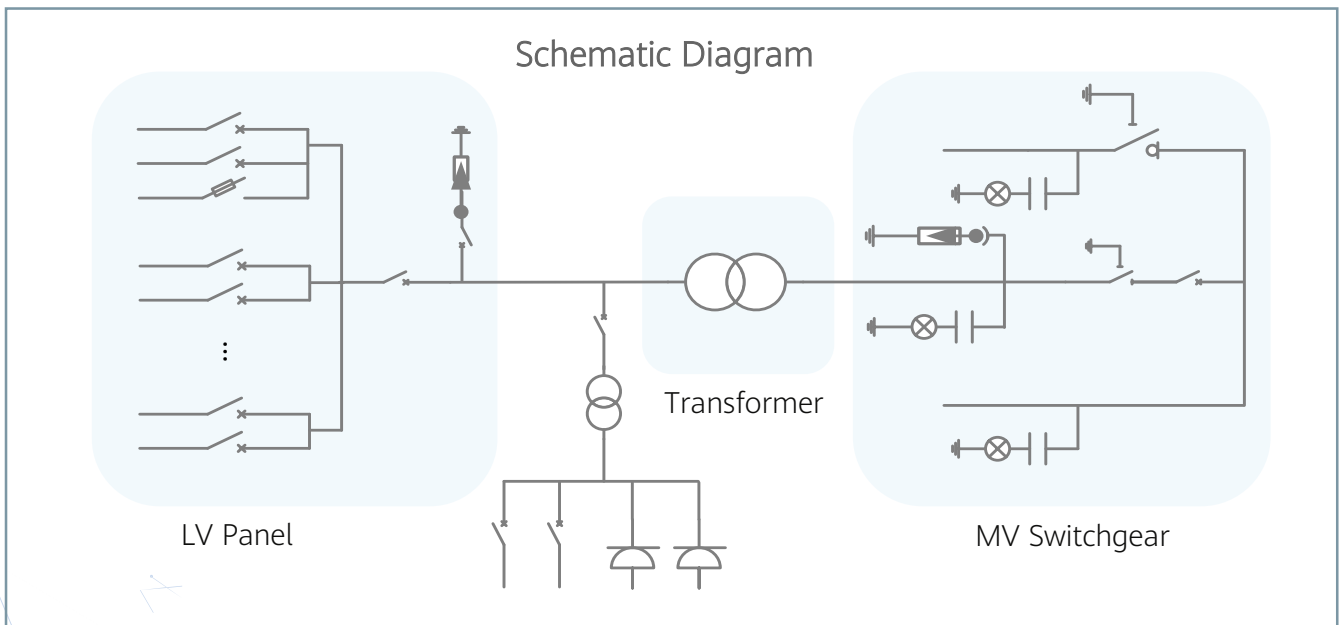
Smart

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



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.