



Regione Abruzzo
Provincia di Teramo
Comune di Corropoli



PROGETTO DEFINITIVO

Nome progetto

"Corropoli"

Oggetto

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico e relative opere di connessione, con potenza nominale di 21,759 MW e una potenza in immissione di 19,80 MW, da ubicarsi nei Comuni di Corropoli (TE) e Alba Adriatica (TE).

Titolo

Relazione tecnica illustrativa

Progettazione



SYNERGY S.R.L.
Via Clodoveo Bonazzi, 2
40013 - Castel Maggiore (BO)

PROGETTAZIONE:



STUDIO EKO S.R.L.
Via Giulio Pastore, 1/a
86039 - Termoli (CB)

Richiedente



CORROPOLI SOLAR S.R.L.
Via Caravaggio 125,
65125 - Pescara (PE)

FIRMA PER BENESTARE

5					
4					
3					
2					
1					
0	08/03/24	Emissione	AC	GM	LC
Rev.	Data	Motivo Revisione	Eseguito	Verificato	Approvato
Livello Progetto:		Codice di rintracciabilità:		Codice elaborato:	
PD				SYN069.PD.RT.002	
Scala:		File: rel tec illustrativa		Foglio: PDF	

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto 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 architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **38.078,25 MWh**, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Risparmio sul combustibile

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.

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	1286,58
TEP risparmiate in 20 anni	25723,16

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	3046888	3610,8	3425,16	165,06
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	60937751	72217,4	68503,39	3301,3

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d’arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n.37.

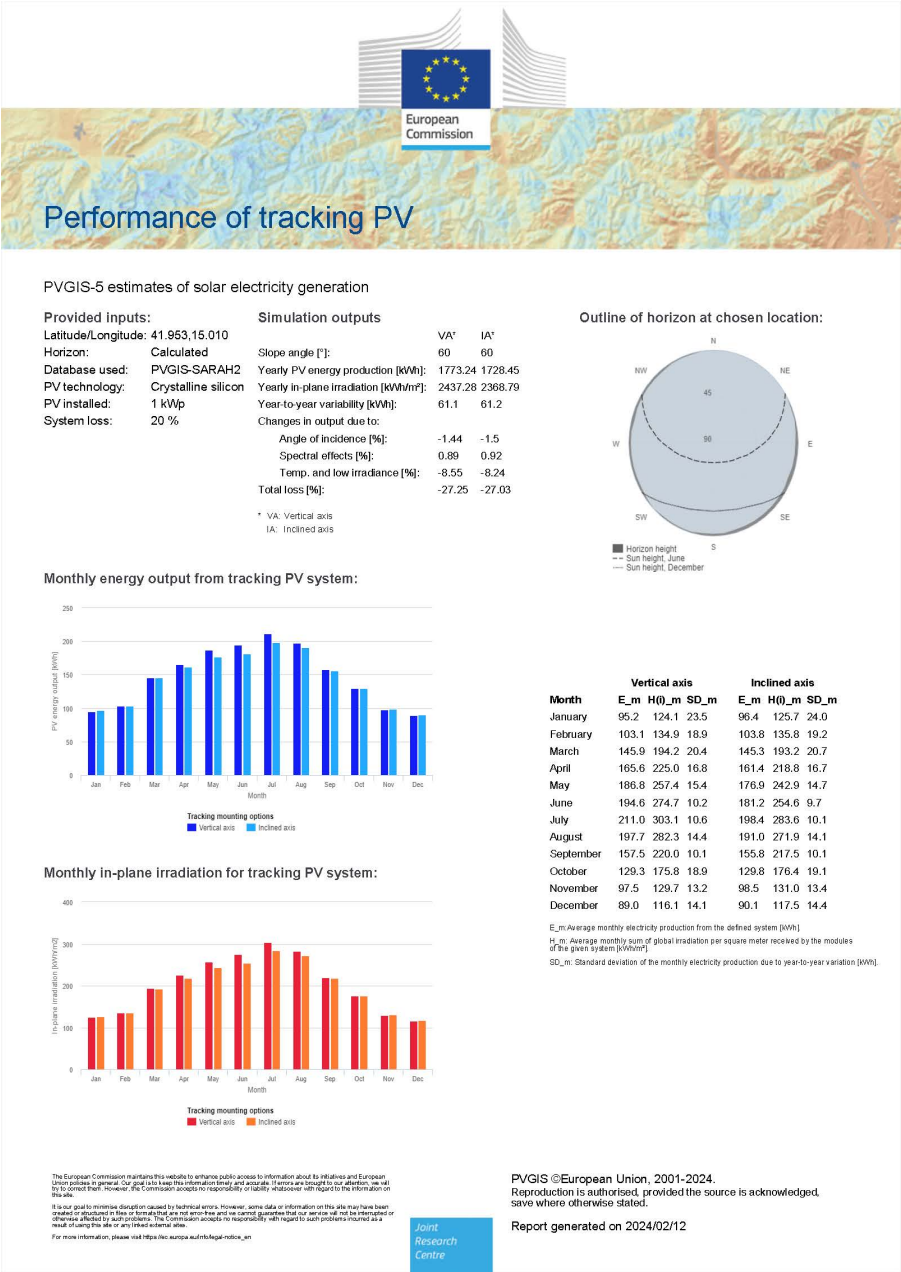
Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L’elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto di vari fattori:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).
-



Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

L'impianto sarà installato a terra, mediante strutture metalliche infisse denominati Tracker.
L'impianto occuperà una superficie complessiva di 29 ha,

COMUNE DI CORROPOLI:

al Foglio 13 Part. 168, 169, 86, 172, 16, 165, 88, 71, 2, 165, 29, 166, 89, 167, 19, 34, 30, 20, 164, 1

Superficie complessiva pari a mq. 28.981

La zona in cui è ubicato l'impianto è costituita da terreni agricoli.

Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il Comune di Corropoli (TE) avente Lat. 42.83225669, Long. 13.87603056; i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
49.2	68.5	119.6	141	178.2	197.9	204.5	181.1	126.6	91.2	53.1	40.7

Fonte dei dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

Annua
1451.7 kWh/m ²

Con un valore di irradiazione media giornaliera pari a: 5.12 kWh/m² Fonte dei dati: UNI 10349

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

Fattori morfologici e ambientali

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o

artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a **0.20**.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Procedure di calcolo

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) e dei valori massimi di lavoro degli stessi ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mpptmin}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mpptmax}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

ImpiantoFV

L'impianto è di tipo grid-connected e la tipologia di allaccio è trifase in Media Tensione mediante linea interrata in cavo da 3x185mm², verrà connessa alla rete mediante connessione alla SE "Alba Adriatica".

Il generatore è caratterizzato da una potenza di picco totale pari a **21,759 MWp** e una produzione di energia annua pari a **38.078,25 MWh** (equivalente a **1750 kWh/kWp/anno**), derivante da 35672 moduli posizionati su strutture metalliche infisse nel suolo senza ausilio di cemento armato.



ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con una serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate dalla struttura ad una altezza minima di cm 8 e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni elettriche ed esposizione (moduli da 610 W). Il sistema in corrente continua sarà collegato a più inverter di stringhe fino al gruppo di conversione, composto da trasformatori in grado di convertire la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente. L'uscita elettrica degli inverter confluirà ad un quadro di collegamento ed all'interfaccia di rete, necessari per il parallelo alla stessa (20 kV c.a. trifase 50 Hz). L'alloggiamento dei gruppi di conversione e dei quadri di interfaccia saranno in idonee cabine elettriche prefabbricate, mentre gli inverter di stringhe verranno fissati all'esterno al di sotto delle strutture di sostegno moduli. L'impianto ha potenza di picco complessiva di 21,759 MWp ed è così composto:

Il numero dei moduli sarà così distribuito nelle 6 station:

Lotto 1 : Ai 33 inverter di stringa saranno collegate 660 stringhe composte ciascuna da 23 moduli in serie per una e 132 stringhe da 28 moduli in serie per una.

Lotto 2 : Ai 33 inverter di stringa saranno collegate 744 stringhe composte ciascuna da 21 moduli in serie per una e 40 stringhe composte ciascuna da 23 moduli in serie per una e 8 stringhe composte ciascuna da 28 moduli in serie per una.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	CORROPOLI SOLAR srl
Indirizzo	Via Caravaggio 125
CAP Comune (Provincia)	PESSCARA
Latitudine	41.947593101046664 lat.N
Longitudine	15.002352679815166 long.E;
Altitudine	200 m s.l.m.
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1451 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	29 ha
Numero totale moduli	35672
Numero totale inverter	66
Energia totale annua	38.07925 MWh
Potenza totale	19.80 MWp
Inclinazione dei moduli (Tilt)	30°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0 °
Struttura di sostegno	Tracker 1p 1x26;1Px52;1x72
Energia per kW	1750 kWh/kWp
BOS	85.00 %

Specifiche degli altri componenti dell'impianto

Cablaggio elettrico

I collegamenti elettrici tra i moduli fotovoltaici verranno effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa, attraverso connettori multicontact. I cavi di stringa di collegamento inverter di stringa – i saranno del tipo solare H1z2z2 da 120 a 240mmq a seconda della distanza percorsa.

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa alla cassetta stringhe

Tratta	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Fine stringa – a cassetta stringhe	55.00	35.00	6.0	0.34

Cavo dalla cassetta stringhe all'Inverter

Tratta	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Cassetta stringhe – inverter	515.00	100.0	185	0.51
Cassetta stringhe – inverter	515.00	150.0	185	0.78
Cassetta stringhe – inverter	620.00	200.0	185	0.81
Cassetta stringhe – inverter	620.00	250.0	185	0.99

Impianto di messa a terra

L'impianto di terra verrà realizzato con conduttore in rame nudo da 50 mmq collegato all'impianto di terra dei manufatti destinati alla conversione e al parallelo tra le linee MT.

Le cornici dei moduli e la struttura di sostegno sono collegati direttamente a terra.

Allo stesso nodo di terra è collegata anche l'uscita di terra dell'inverter.

Protezioni

Per la parte in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori poco superiori alla loro corrente nominale. Per il lato CA la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter + un dispositivo SPD scaricatore di tensione installato esternamente al quadro di parallelo con la rete di distribuzione. La protezione contro i contatti diretti è assicurata:

- Mediante involucri e barriere di protezione;
- Mediante isolamento delle parti attive. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dall'intervento dell'interruttore differenziale di tipo AC posto a valle degli inverter.

PROTEZIONI DI RETE	
Dispositivo di interfaccia	
Dispositivo	Interruttore automatico interno al convertitore statico tipologia Thytronic NV 10P che agisce su DDI coincidente con DDG -
Dispositivo generale	
Dispositivo	SCHNEIDER FUSARC

Note

Verifica tecnico funzionale

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per gli impianti di potenza superiore a 1 kWp ed inferiore a 50 kWp:

- condizione da verificare: $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / ISTC$.
- Condizione da verificare: $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore FV con precisione migliore del +/- 2%;

P_{nom} è la potenza nominale del generatore FV;

I è l'irraggiamento misurato al piano dei moduli, con precisione migliore del 3% (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);

$ISTC = 1000 \text{ W/m}^2$ è l'irraggiamento in condizioni standard;

P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%.

Connessione dell'impianto alla rete elettrica del distributore locale

L'impianto FV verrà disconnesso dalla rete del distributore nel caso che i valori di funzionamento relativi a tensione e frequenza di rete dovessero uscire dal range:

- Minima tensione: $0.8 V_n$ (tempo d'intervento 0.2s)
- Massima tensione: $1.2 V_n$ (tempo d'intervento 0.15 s)
- Minima frequenza: 49.7 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)
- Massima frequenza: 50.3 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)

La disconnessione dalla rete avverrà automaticamente tramite il dispositivo interno all'inverter.

Schema elettrico

Il disegno allegato riporta lo schema unifilare dell'impianto, in cui sono messi in evidenza i sottosistemi e le apparecchiature che ne fanno parte.

ANALISI DEI CAVI

Cavi: linee MT dalle PS alla Consegna MT

PR	Descrizione linea	Lunghezza [km]	IB(A)	CDT		Potenza CC [kW]	Tipologia cavo	Sezione [mmq]	Cavi per fase	IZ [A] (20°C)	K- riduzione	IZ [A] equivale	Tipologia di posa
				[V]	[%]								
1	TRATTA A	0,041	77,42	0,754489	0,003772	2993,76	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE
2	TRATTA B	0,302	150,53	10,80616	0,054031	5821,2	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE
3	TRATTA C	0,015	150,53	0,53673	0,002684	5821,2	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE
4	TRATTA D	0,26	150,53	9,303319	0,046517	5821,2	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE
5	TRATTA E	1,66	150,53	59,39812	0,296991	5821,2	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE
6	TRATTA F	0,08	150,53	2,86256	0,014313	5821,2	ARE4H5E X	185	1	283	0,8	226,4	ELICA VISIBILE

Nei tratti D ed E è stata considerata la potenza massima per simulare la peggiore condizione possibile in termini di corrente massima che attraversa il cavidotto
Inoltre i calcoli sono stati eseguiti ipotizzando di utilizzare un cavo semplice in configurazione a trifoglio che produce un campo magnetico superiore ad un cavo ad elica visibile

	Resistenza [ohm/km]	Reattanza [ohm/km]	IB[A]	Lunghezza [km]	Resistenza a linea [ohm/km]	Reattanza a linea [ohm/km]	Caduta di tensione [V]	A Compon ente resistiva [V]	B Compon ente induttiva [V]	Caduta di tensione [%]	Tensione di linea [V]	Icc [kA] in uscita dall'inver ter
A	0,112	0,1	77,42	0,041	0,004592	0,0041	0,754489	0,584262	0,170227	0,003772	20000	<50kA
B	0,112	0,1	150,53	0,302	0,033824	0,0302	10,80616	8,368091	2,438072	0,054031	20000	<50kA
C	0,112	0,1	150,53	0,015	0,00168	0,0015	0,53673	0,415634	0,121096	0,002684	20000	<50kA
D	0,112	0,1	150,53	0,26	0,02912	0,026	9,303319	7,204317	2,099002	0,046517	20000	<50kA
E	0,112	0,1	150,53	1,66	0,18592	0,166	59,39812	45,99679	13,40132	0,296991	20000	<50kA
F	0,112	0,1	150,53	0,08	0,00896	0,008	2,86256	2,216713	0,645847	0,014313	20000	<50kA

Verifiche elettriche

Tutte le verifiche di dimensionamento sono state eseguite con relativo software.

SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO AREA

Al termine del ciclo vita dell'impianto, si provvederà alla dismissione dello stesso ed alla riconsegna dell'area al proprietario che potrà destinarla all'uso precedente o ad altri usi.

La dismissione di un impianto fotovoltaico è una operazione non entrata in uso comune data la capacità dell'impianto fotovoltaico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venti anni dell'incentivo da Conto Energia.

Per l'impianto oggetto di studio, i tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero campo fotovoltaico sono di circa 1 mese.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione)
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno
- Smontaggio sistema di illuminazione
- Smontaggio sistema di videosorveglianza
- Rimozione cavi da canali interrati
- Rimozione pozzetti di ispezione
- Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter
- Smontaggio struttura metallica
- Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione
- Rimozione manufatti prefabbricati
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento dei moduli fotovoltaici recuperando così, il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

Tutti i prodotti appartenenti alla categoria RAEE che avranno esaurito il proprio ciclo vita, seguiranno l'iter dello smaltimento previsto per tale tipologia di rifiuti (Dlgs. N.151 del 25 Luglio 2005).

TIPOLOGIA DEI MATERIALI

Dismissione materiali Ante operam

Il posizionamento dei moduli fotovoltaici sul suolo in oggetto implica la rimozione di ingombri che saranno dismessi secondo normativa vigente in base al relativo codice CER.

I materiali di scarto ed i rifiuti prodotti in fase di cantiere verranno anch'essi smaltiti secondo norma vigente.

Dismissione materiali Post operam

Al termine dei 20 anni di vita utile dell'impianto, le strutture presenti nell'area che dovranno essere smaltite sono principalmente le seguenti:

Codice C.E.R. e Descrizione

17 04 05 - parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli

16 02 16 - pannelli fotovoltaici

17 09 04 - calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche

17 04 11 - linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici

16 02 16 - macchinari ed attrezzature elettromeccaniche

17 04 05 - infissi delle cabine elettriche

17 09 04 - materiale inerte per la formazione del cassonetto negli ingressi

I codici C.E.R. (o *Catalogo Europeo dei Rifiuti*) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

I codici, in tutto 839, divisi in "pericolosi" e "non pericolosi" sono inseriti all'interno dell' "Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti" della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

Al termine dei 20 anni di vita utile dell'impianto le strutture presenti nell'area che dovranno essere smaltite sono principalmente le seguenti:

Codice C.E.R. e Descrizione

17 04 05 - parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli

16 02 16 - pannelli fotovoltaici

17 09 04 - calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche

17 04 11 - linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici

16 02 16 - macchinari ed attrezzature elettromeccaniche

17 04 05 - infissi delle cabine elettriche

17 09 04 - materiale inerte per la formazione del cassonetto negli ingressi

I codici C.E.R. (o *Catalogo Europeo dei Rifiuti*) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

I codici, in tutto 839, divisi in "pericolosi" e "non pericolosi" sono inseriti all'interno dell' "Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti" della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione

della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

FATTORI D'IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE

Di seguito si riportano sinteticamente i possibili impatti generati dall'impianto.

All'interno del quadro di riferimento ambientale, tali aspetti verranno ripresi e trattati più approfonditamente.

I possibili impatti di un impianto fotovoltaico si suddividono in:

- impatti in fase di costruzione
- impatti in fase di esercizio
- impatti visivo sulle componenti del paesaggio
- fenomeno di abbagliamento
- variazione del campo termico
- occupazione del suolo
- impatti in fase di dismissione dell'impianto.

Impatti in fase di cantiere

In fase di cantiere i possibili impatti sono collegati all'utilizzo di mezzi meccanici d'opera e di trasporto, alla produzione di rumore e vibrazioni. La fase di cantiere è comunque limitata nel tempo.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'eventuale rumore prodotto dall'attività di cantiere, in considerazione della classificazione acustica dell'area verranno adottati degli accorgimenti circa gli orari di svolgimento delle attività rumorose, la loro distribuzione lungo il periodo di installazione dell'impianto e la non sovrapposizione di attività rumorose in prossimità delle proprietà limitrofe in cui possano essere individuati possibili ricettori.

Un contributo alla mitigazione della percezione della rumorosità connessa con le fasi di installazione dell'impianto è legato alla presenza della adiacente strada comunale.

Eventuali rifiuti generati, saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto dalla normativa e debitamente riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati.

Impatti in fase di esercizio

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non genera emissioni di alcun tipo. Gli unici impatti relativi a tale fase sono:

- l'occupazione del suolo;
- le emissioni elettromagnetiche;
- il disturbo acustico.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'occupazione del suolo, tale impatto è computato come "Costo Ambientale" ma non avrà

l'effetto di una "perdita di Habitat". In ogni caso questa occupazione avrà una durata di circa 20 anni dopo i quali il sito potrà tornare alle originali condizioni. Infatti, in tale periodo temporale si creerà una situazione di "rigenerazione naturale del suolo" con contestuale ripresa del microhabitat naturale a livello podologico (humus, strato vegetale).

Il campo elettromagnetico generato rientra tra i campi a bassa frequenza (ELF) generati da impianti con frequenza di esercizio pari a 50 Hz. Il campo elettrico dipende dalla tensione e ha un'intensità tanto più alta quanto più aumenta la tensione di esercizio della linea (dai 400 Volt c.c e 30 kV c.a. rispettivamente per l'impianto ed il collegamento alla linea elettrica). Il campo magnetico dipende invece dalla corrente che scorre lungo i fili conduttori delle linee ed aumenta tanto più è alta l'intensità di corrente sulla linea. Per effetto dell'interramento dei conduttori si ha una sensibile riduzione dei contributi dei campi che nelle aree circostanti l'impianto, già al ciglio della sede stradale o oltre il confine della proprietà, avranno valori estremamente bassi se non trascurabili.

Il disturbo acustico imputabile all'esercizio dell'impianto è prodotto in particolare dagli inverter cc/dc dislocati all'interno del campo fotovoltaico.

In relazione al disturbo acustico occorre rilevare che l'impianto in oggetto ricade in zona agricola;

Impatto visivo sulle componenti del paesaggio

Particolare importanza è stata data a questo tipo di impatto, anche nella scelta di aree non particolarmente esposte dal punto di vista percettivo rispetto al territorio circostante.

Si è prestata attenzione ai punti di vista da autostrade, strade statali, strade di tipo panoramico, belvedere e luoghi di particolare interesse Pubblico.

Variazione del campo termico

Ogni pannello fotovoltaico genera nel suo intorno un campo termico che può comportare la variazione delle temperature della superficie sottostante i pannelli ed il riscaldamento dell'aria, se non è garantita una sufficiente circolazione della stessa al di sotto dei pannelli. Date le altezze previste dalla superficie minimo cm 2500, tale circolazione è garantita per semplice aerazione naturale e quindi la variazione della temperatura è prevenuta.

Impatti in fase di smantellamento

Gli impatti della fase di dismissione dell'impianto sono relativi alla produzione di rifiuti essenzialmente dovuti a:

- Dismissione dei pannelli fotovoltaici di silicio monocristallino o policristallino;
- Dismissione dei telai in alluminio (supporto dei pannelli) e plinti di fondazione;
- Dismissione di eventuali cavidotti ed altri materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT in prefabbricato).

Accorgimenti adottati

In fase di dismissione degli impianti fotovoltaici, le varie parti dell'impianto dovranno essere separate in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, quali alluminio e silicio, presso ditte che si occupano di riciclaggio e produzione di tali elementi; i restanti rifiuti dovranno essere smaltiti come previsto dalla normativa vigente.

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di formazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto-legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Leggen.99del23luglio2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Nuovo Conto Energia:

DECRETO 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

Norme Tecniche

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 3-19: segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 82-25 Edizione seconda: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI-UNEL 35023: cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non

superiore a 4 Cadute di tensione.

CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Delibere AEEG

Connessione:

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Ritiro dedicato:

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Tariffe:

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica

sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

Allegato A TIV Delibera ARG-elt n. 156-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73/07.

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la remunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa congruaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggior Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

TISP:

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 74-08 TISP: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

TEP:

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Prezzi minimi:

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2010: aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2010.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello – Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

GSE

Guida al nuovo Conto Energia, ed. 4 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: “trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

MODULO FOTOVOLTAICO

CARATTERISTICHE TECNICHE MODULO

COSTRUTTORE	:	Jinko Solar	
TIPO	:	N-type 66HL4-M	
CELLE FOTOVOLTAICHE	:	SILICIO MONOCRISTALLINO	
POTENZA NOMINALE	P_n	: 610	Wp
TENSIONE ALLA MASSIMA POTENZA	V_{mp}	: 40.46	V
CORRENTE ALLA MASSIMA POTENZA	I_{mp}	: 15.08	A
TENSIONE MASSIMA DI CIRCUITO APERTO	V_{oc}	: 48.68	V
CORRENTE MASSIMA DI CIRCUITO	I_{sc}	: 15.96	A
PESO	:	33	kg
DIMENSIONI	:	2382 x 1134 x 30	Mm

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Future in Solar

Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS
N-type

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018
Occupational health and safety management systems

Key Features

- SMB Technology**
Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.
- PID Resistance**
Excellent Anti-PID performance, guaranteeing no significant power loss over 30 years.
- Higher Power Output**
Module power increases 0.2% annually, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.
- Hot 2.0 Technology**
The 66HL4M-BDV module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LCOE.
- Enhanced Mechanical Load**
Certified to withstand wind load (2400 Pascals) and snow load (2400 Pascals).

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty
30 Year Linear Power Warranty
0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

Technical Performance & Temperature Dependence

Current Voltage & Power-Temperature Graphs

Temperature Dependence of P_{max} and V_{oc}

Mechanical Characteristics

Item	Value
Cell Type	Monocrystalline Silicon
No. of Cells	132 (2x66)
Dimensions	2382mm (L) x 1134mm (W) x 30mm (H)
Weight	33kg (73.6lb)
Back Sheet	3.2mm Polyethylene Glycol (PE) with PVDF Coating
Frame	3.0mm Anodized Aluminum Alloy
Function Box	IP68 Rated
Output Cables	12V 14AWG4C, 1000mm, 1000mm, 1000mm, 1000mm

SPECIFICATIONS

Model	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV	66HL4M-BDV
Power (Wp)	610	610	610	610	610	610	610
Maximum Power (Wp)	610	610	610	610	610	610	610
Maximum Power Voltage (V _{mp})	40.46	40.46	40.46	40.46	40.46	40.46	40.46
Maximum Power Current (I _{mp})	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08
Open-circuit Voltage (V _{oc})	48.68	48.68	48.68	48.68	48.68	48.68	48.68
Short-circuit Current (I _{sc})	15.96	15.96	15.96	15.96	15.96	15.96	15.96
Module Efficiency (%)	22.1%	22.1%	22.1%	22.1%	22.1%	22.1%	22.1%
Temperature Coefficient of P _{max} (°C ⁻¹)	-0.40%	-0.40%	-0.40%	-0.40%	-0.40%	-0.40%	-0.40%
Temperature Coefficient of V _{oc} (°C ⁻¹)	-0.25%	-0.25%	-0.25%	-0.25%	-0.25%	-0.25%	-0.25%
Temperature Coefficient of I _{sc} (°C ⁻¹)	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%
Rated Operating Cell Temperature (°C)	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C
Rated Air Mass Density	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 25°C

AM1.5, AM1.5, Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this document are subject to change without notice.

COSTRUTTORE

Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Marca	HUAWEY
Modello	330 KTL-H1
Tipofase	Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMpptmin[V]	1080.00
VMpptmax[V]	1500.00
NumeroMPPT	6
Ipptmax[A]	330

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [kVA]	330
Tensione nominale [V]	800
Rendimento max [%]	99
Distorsione corrente [%]	<1
Frequenza [Hz]	50-60
Rendimento europeo [%]	98.8

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	1048X732X395
Peso[kg]	112

Livello di protezione: IP 66.

Inverter SUN2000-330KTL-H1:

SUN2000-330KTL-H1
Smart PV Controller
For APAC, LATAM & EUROPE



Max. Efficiency
≥ 99.0%



Smart Connector-level
Detection (SCLD)



Smart Self-cleaning
Fan (SSCF)



IP66
Protection



MBUS
Supported



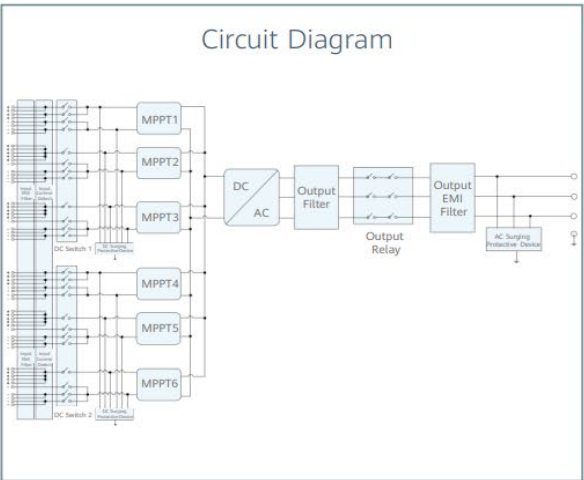
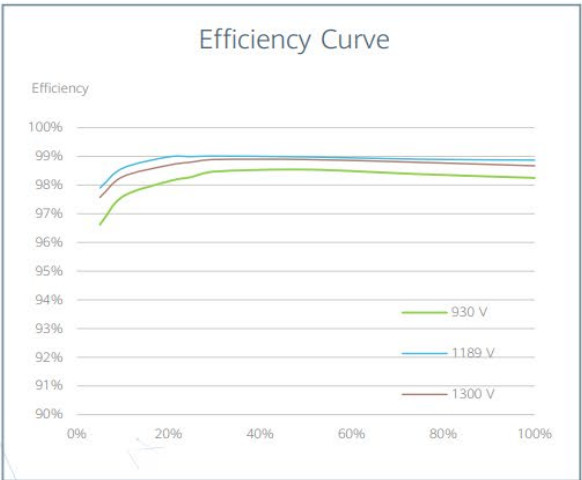
Smart String-level
Disconnection (SSLD)



Smart IV Curve Diagnosis
Supported



Surge Arresters for
DC & AC



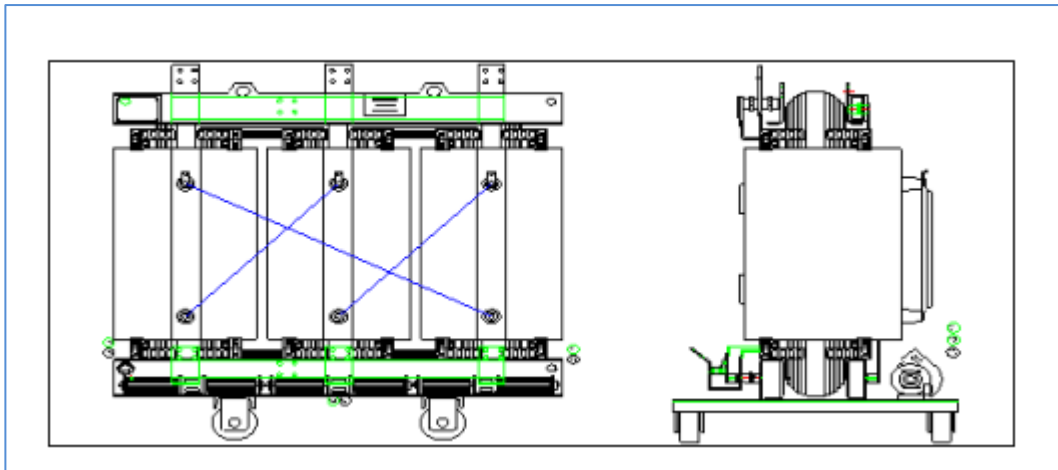
QUADRO DI MEDIA TENSIONE MT

- Tensione di isolamento: 24kV;
- Tensione nominale: 20kV;
- Potere di interruzione: 16kA;



- IEC 62271 – 100 - High voltage alternating current circuit breakers
- IEC 62271-102 - Alternating current disconnectors and earthing switches
- IEC 62271-103 - High voltage switches for rated voltage above 1kV and up to 52kV
- IEC 62271-105 - Alternating current switch - fuse combination
- IEC 62271-1 - Common specifications for high voltage switchgear and controlgear
- IEC 62271-200 - A.C. Metal enclosed switchgear and controlgear for rated voltage above 1kV and up to 52kV
- IEC 62271-201 - AC insulated enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
- IEC 62271-202 - Compact sub-station system
- IEC 60282-1 - Protection fuse
- IEC 60265-1 - Switch disconnectors
- IEC 60376 - Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment
- IEC 60447 - Basic and safety principles for HMI, marking and identification -Actuating principles
- IEC 60470 - Contactors
- IEC 60044 - Instrument transformers
- IEC 60125 - Protection relays
- IEC 60529 Degrees of protection provided by enclosures (IP code)

TRASFORMATORE MT/BT:



- Tensione avvolgimento primario: 20 kV;
- Potenza nominale: 3000kVA;
- Doppio secondario;

Standards:

- EN 60076-1 Power transformers - Part 1: General (IEC 60076-1)
- EN 60076-1/A12:2002-02 Power transformers - Part 1: General
- EN 60076-2:1997-05 Power transformers – Part 2: Temperature--rise (IEC 76-2 Ec:1997-06)
- EN 60076-3 Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air (IEC 60076-3:2000-03; IEC 60076-3 Ec:2000-11)
- EN 60076-4:2002-09 Power transformers – Part 4: Guide to lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors (IEC 60076-4:2002-06)
- EN 60076-5:2006-06 Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuits (IEC 60076-5:2006-02)
- IEC 60076-6 Reactors
- IEC 60076-8:1997-10 Power transformers –Part 8: Application guide
- EN 60076-10 Power transformers - Part 10: Determination of sound levels (IEC 60076-10:2001-05)
- EN 60076-11 Power transformers - Part 11: Dry-Type Transformers
- IEC 60071-1 Insulation co-ordination Part 1
- CEI-EN50541-1

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 Kv
- Norma CEI 0-14 “Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”
- Norma CEI 11-61 “Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”
- Norma CEI 11-63 “Cabine Primarie”
- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua” Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”
- Decreto Legislativo 9 aprile 2008 n. 81 - “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
- D.P.R. 22 ottobre 2001 n. 462 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- Decreto Legislativo 1° agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"
- D.M. 12 settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche

aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998); • Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);

- “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003);

- “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l’accumulo e l’utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.); Codice della strada (D.lgs. n. 285/92) e successive modificazioni;

- Leggi regionali e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore. I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

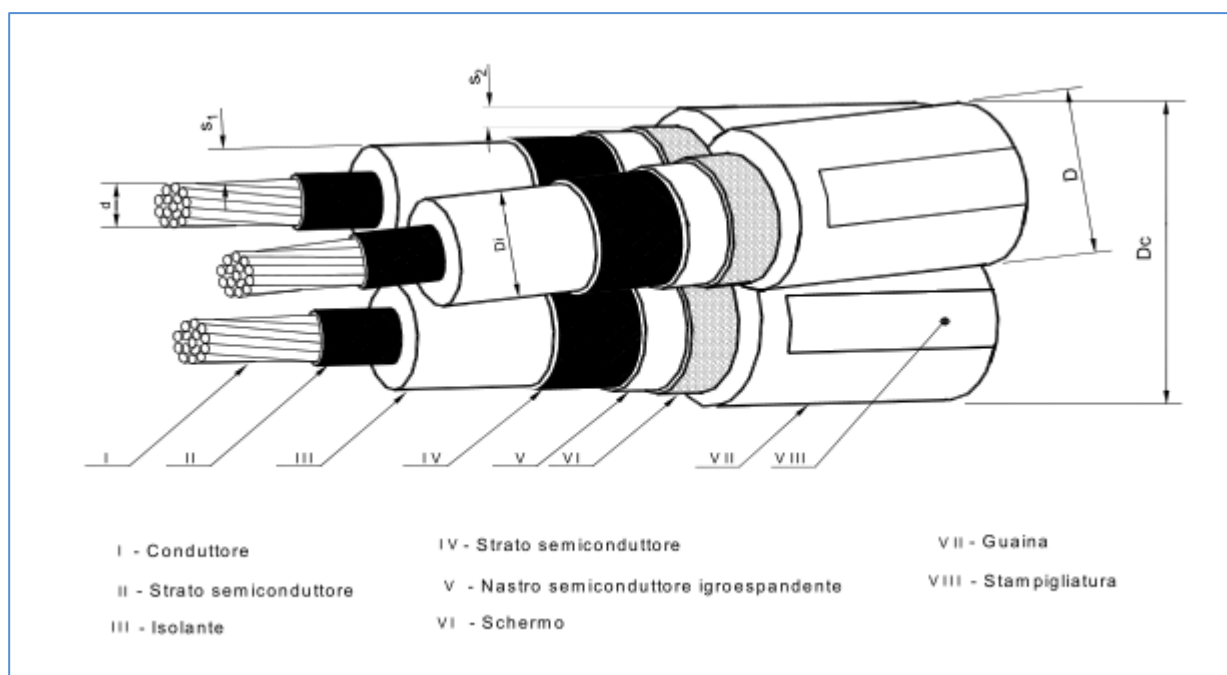
Di seguito si riporta la descrizione generale del collegamento in cavo MT tra la cabina di impianto, sita all’interno dell’impianto fotovoltaico e la cabina Utente, dalla stessa CP “Alba Adriatica”.

Le distanze tra le cabine sono le seguenti:

Cabina Utente – Cabina di consegna: 2m;

Distanza Complessiva tra cabina di consegna e Stazione Elettrica: 3000m.

Di seguito si definiscono le scelte tecniche di base per la realizzazione dell’opera in oggetto, comprendenti essenzialmente il tracciato ed il dimensionamento dei cavi tra i due punti terminali. Vengono, altresì, descritte le modalità di protezione e di installazione dei cavi scelti. Di seguito si riporta la scheda tecnica del cavo opzionato per i cavidotti in MT.



ARE4H5EX COMPACT

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
 (Rmax 3Ω/Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <tensione> <sezione>
 <fase 1/2/3> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied
 (Rmax 3Ω/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <rated voltage> <cross-section>
 <phase 1/2/3> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter

Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)

La stessa tipologia di cavo sarà utilizzata sia per i collegamenti MT interni al campo, ovvero per il collegamento entra-esce tra le cabine Power Station sia per il cavidotto che va dall'ultima cabina Power station in campo alla cabina utente posizionata ad una distanza di 30 m circa, sia nel tratto di cavidotto compreso tra la cabina di consegna Terna .

Il tracciato è stato studiato in compatibilità con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati. Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico; Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati eseguiti tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3 μ T.

SOLUZIONE DI CONNESSIONE

Le opere da realizzare per la connessione saranno effettuate seguendo quanto riportato nella soluzione tecnica elaborata da E-Distribuzione nel "Preventivo di connessione alla rete AT del 16/01/2024, codice di rintracciabilità 387763056.

Non è stata richiesta l'installazione dei gruppi di misura e dei relativi accessori alla società Distributrice.

Le caratteristiche della rete MT di connessione sono le seguenti:

- tensione nominale di 20 kV classificabile come sistema di Categoria II;
- stato del neutro: IT
- previsione di messa a terra del neutro tramite impedenza;
- corrente di corto circuito trifase massima 12.5 kA;
- corrente di guasto monofase a terra: 50 A $t > 10$ s.

TRACCIATO DEL CAVO

L'elettrodotto in oggetto avrà una lunghezza complessiva di circa 2,55 km, su strade Provinciali del Comune di Corropoli (TE). La soluzione sarà del tipo in cavo interrato con tensione nominale di 20 kV e collegherà l'impianto fotovoltaico con la CP "Alba Adriatica".

CARATTERISTICHE CAVIDOTTO

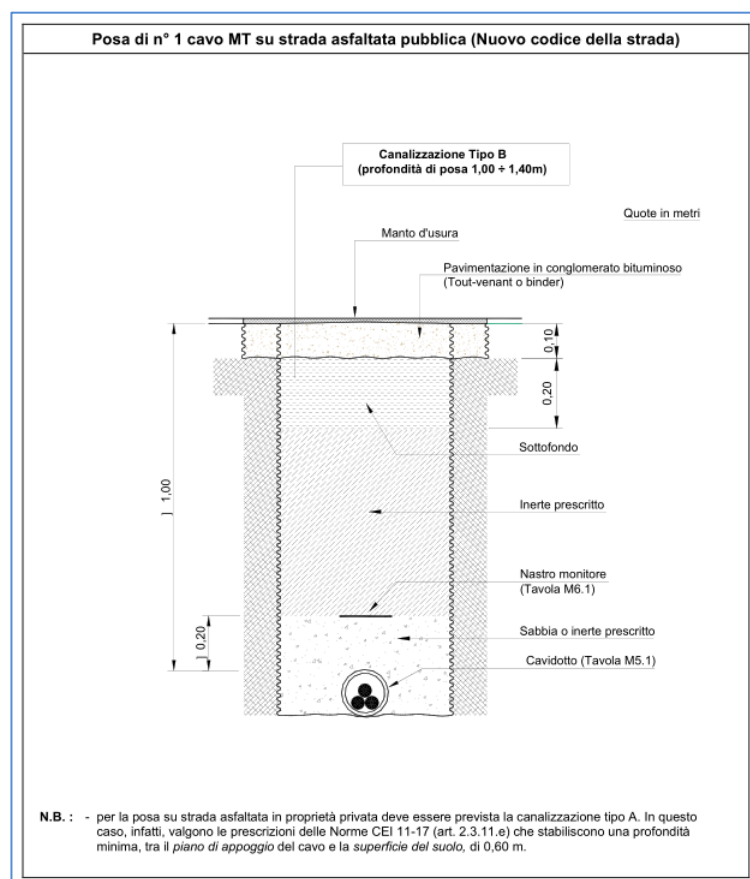
L'elettrodotto che costituisce l'elemento di collegamento tra la Cabina di consegna e la CP "Alba Adriatica" dovrà assicurare una portata di circa **19,8 MW**, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto. La corrente massima di impiego, del generatore fotovoltaico in oggetto può essere calcolata tenendo

conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32, per le quali è necessario poter effettuare una regolazione di potenza reattiva nell'intervallo del fattore di potenza compreso fra 0,95Ind. e 0,95Cap. La corrente massima che interessa la linea di collegamento è pertanto la seguente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi} = 608A$$

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato e protetta da un corrugato da 160mm di diametro. Le caratteristiche tecniche della linea sono riportate di seguito:

- cavi utilizzati: tipo unipolare ARE4H5ER ad isolamento solido estruso con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale di 240 mm²;
- Condizioni di posa: la linea elettrica interrata in media tensione 20kV dovrà rispondere alle caratteristiche di norma per quanto riguarda le caratteristiche dei materiali utilizzati nonché la modalità di costruzione dei cavidotti e di posa dei cavi elettrici. Il cavo di media tensione avrà le seguenti caratteristiche:
- Codice cavo: ARE4H1EX o ARE4H1(AR)EX 18/30, in alluminio, formazione e sezione: 3x1x185 mm²
- Modalità di posa: l'elettrodotto in oggetto, come in precedenza specificato, è composto da una linea in cavo interrato. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, come mostrato nelle seguenti figure. La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno 1 m, misurato dall'estradosso superiore del tubo.



GIUNTI E CONNETTORI

I giunti hanno il compito di collegare tra loro due pezzature contigue di cavo e devono assicurare la connessione dei conduttori mediante manicotti metallici denominati connettori, garantire l'isolamento del conduttore, controllare la distribuzione del campo elettrico, per evitare concentrazioni localizzate che possono provocare in breve tempo la perforazione del giunto, garantire il mantenimento della continuità elettrica tra gli schermi metallici dei cavi, provvedere alla protezione dall'ambiente nel quale il giunto è posato.

Nelle giunzioni fra cavi, i connettori sono i componenti deputati alla sola continuità elettrica; essi sono installati sui conduttori dei cavi mediante compressione eseguita con presse idrauliche e con le rispettive matrici a corredo.

I connettori si distinguono per materiali costituenti e secondo l'impiego a cui sono destinati. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione della lunghezza delle pezzature del cavo, delle interferenze sotto il piano di campagna e di eventuali vincoli per il trasporto.

TERMINALI E CAPICORDA

I terminali, che costituiscono generalmente le estremità di una linea in cavo, nonché gli elementi di connessione alle apparecchiature, devono consentire di connettere il conduttore, mediante capicorda, di sigillare il cavo contro il possibile ingresso di acqua o umidità, di proteggere l'isolante dalle radiazioni UV, dagli agenti atmosferici e comunque dall'ambiente circostante e di controllare il campo elettrico per i cavi MT.

Le connessioni dei conduttori dei cavi vengono realizzate mediante capicorda, che possono essere con attacco ad occhiello o a codolo. Per i cavi MT i capicorda sono parte integrante dei terminali, per i cavi in alluminio dovranno essere di tipo bimetallico alluminio-rame, accoppiati per frizione, allo scopo di evitare corrosioni. La compressione sul conduttore viene eseguita sulla parte in alluminio, mentre la connessione esterna avviene sulla parte in rame.

CANALIZZAZIONI

La canalizzazione utilizzata è normalmente prevista per le strade di uso pubblico, per le quali il Nuovo Codice della Strada fissa una profondità minima di 1 metro dall'estradosso della protezione. Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati secondo le specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo.

Protezione e segnalazione dei CAVI. Per i cavi interrati le Norme CEI 11-17 prevedono una protezione meccanica che può essere intrinseca al cavo stesso oppure supplementare a seconda del tipo di cavo e della profondità di posa. Nel caso in esame sarà utilizzata eventualmente una protezione meccanica mediante utilizzo di cavidotto in tubo flessibile (corrugato) con resistenza all'urto (CEI 23-46) di tipo N (normale); in alternativa potranno essere utilizzati cavi di tipo armato "AIRBAG". Sarà previsto superiormente il nastro segnaletico

posato ad almeno 20cm dalla protezione del cavo. Il diametro nominale interno del tubo sarà maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo, ovvero diametro 160mm.

È prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati. In sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodottto, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D. Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

INTERFERENZE E PARALLELISMI

Normative di riferimento:

- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”;
- DM 24.11.1984 “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8”. Eventuali prescrizioni aggiuntive saranno comunicate dai vari enti a cui sarà richiesto il coordinamento dei sottoservizi.
- Incrocio e parallelismo tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione interrati. Nell'eseguire l'incrocio o il parallelismo tra due cavi direttamente interrati, la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,3 m. Quando almeno uno dei due cavi è posto dentro manufatti di protezione meccanica (tubazioni, cunicoli, ecc.) che ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi, non è necessario osservare alcuna distanza minima.
- Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate.
L'incrocio fra cavi di energia e le tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi [acquedotti, gasdotti, oleodotti e simili] o a servizi di posta pneumatica, non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse. I cavi di energia non devono presentare giunzioni se non a distanze ≥ 1 m dal punto di incrocio con le tubazioni a meno che non siano attuati i provvedimenti scritti nel seguito.

Nei riguardi delle protezioni meccaniche, non viene data nessuna particolare prescrizione nel caso in cui la distanza minima misurata fra le superfici esterne dei cavi di energia e delle tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m, tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m nel caso in cui una delle strutture di incrocio è contenuta in un manufatto di protezione non metallico prolungato almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura.

Un'altra soluzione, per ridurre la distanza di incrocio fino ad un minimo di 0,30 m è quella di interporre tra cavi energia e tubazioni metalliche un elemento separatore non metallico [come, ad esempio, lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido]; questo elemento deve poter coprire, oltre la superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0.30 m di larghezza ad essa periferica.

I manufatti di protezione e gli elementi separatori in calcestruzzo armato sono da considerarsi strutture non metalliche. Come manufatto di protezione di singole strutture con sezione circolare possono essere utilizzati collari di materiale isolante fissati ad esse. Nei parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate. In nessun tratto la distanza misurata in proiezione orizzontale fra le due superfici esterne di eventuali altri manufatti di protezione deve risultare inferiore a 0,3 m.

Le interferenze saranno trattate secondo quanto raccomandato dalla “Guida per la realizzazione dei cavidotti MTBT e degli alloggiamenti per i gruppi di misura” redatta da Terna;

Si rammenta che deve comunque essere osservata la profondità minima di posa dei cavidotti MT (per la profondità di posa del cavidotto TT contattare il gestore del servizio).

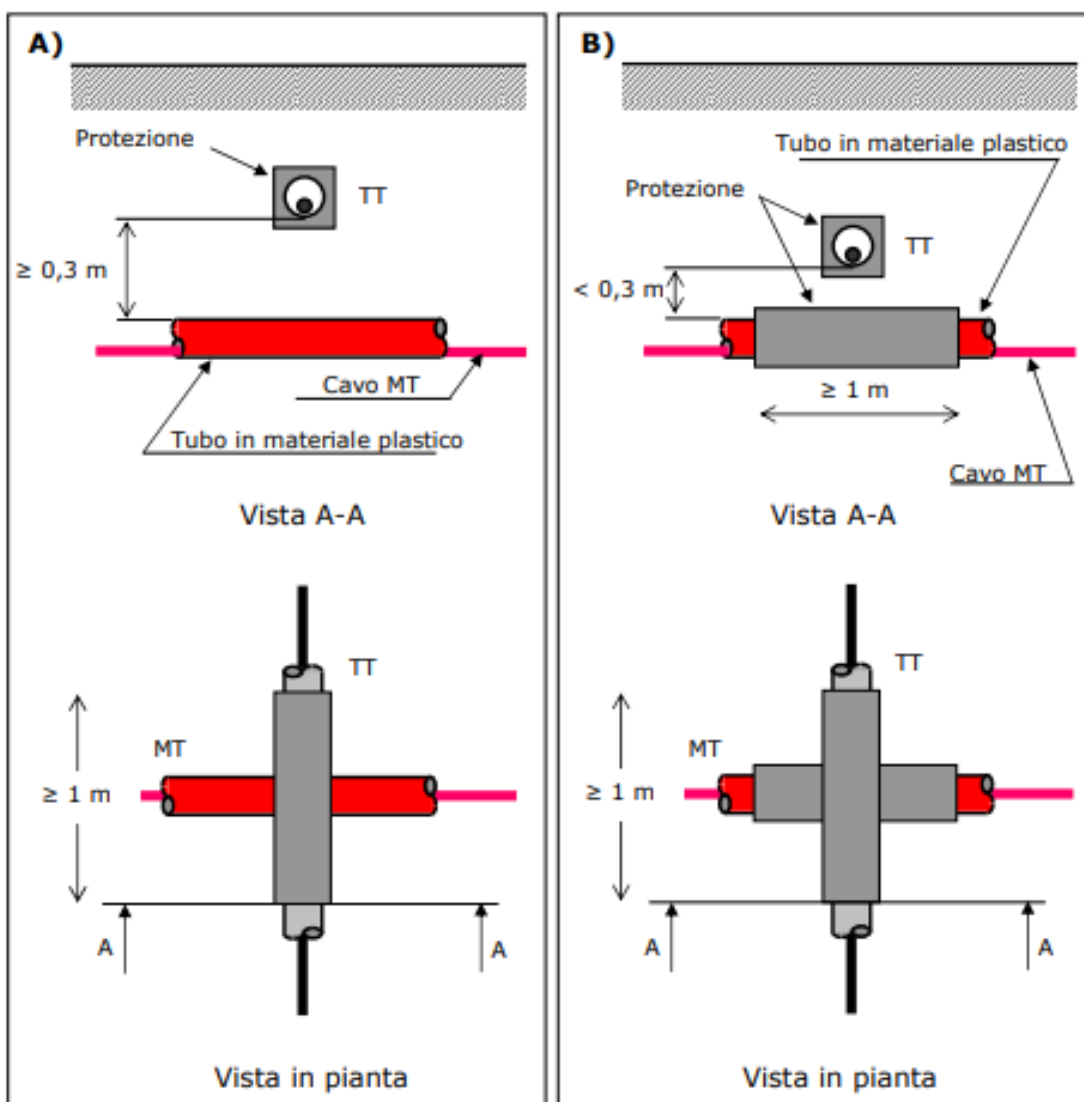


Figura 14 – Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT): soluzione preferenziale (linea TT sovrappassante)

REALIZZAZIONE DELLA LINEA IN CAVO

Fasi di costruzione:

La realizzazione del cavidotto avverrà seguendo delle fasi ben precise in maniera tale da contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio. Saranno realizzate delle infrastrutture temporanee di cantiere, ci sarà l'apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea, la posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni, ricopertura della linea e ripristini.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

Prima della realizzazione dell'opera sarà necessario realizzare le piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine contenenti i cavi; di norma vengono predisposte piazzole circa ogni 500-800 metri. Tali piazzole sono, ove possibile, realizzate in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto delle bobine e contigue alla fascia di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino.

Si eseguiranno, se non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

APERTURA FASCIA DI LAVORO

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

La posa del cavo sarà eseguita in accordo alla normativa vigente, l'elettrodotta interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori). Realizzata la trincea, si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno. Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni:

si opererà in modo che la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sarà inferiore a 0°C; i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 1,5 volte il diametro esterno del cavo.

RIPRISTINO DEGLI SCAVI

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino saranno le seguenti:

1. ripristini geomorfologici ed idraulici;
2. ripristini della vegetazione.

Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella ri-configurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso. Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente i lavori nelle zone con vegetazione naturale. Il ripristino avverrà mediante la ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato, l'inerbimento, la messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

MODALITA' DI ESECUZIONE DI POSA CAVI

Considerando che il tracciato si sviluppa quasi interamente su percorso stradale si nota che quando la strada lo consenta (cioè nel caso in cui la sede stradale permetta lo scambio di due mezzi pesanti) sarà realizzata, come anticipato, la posa in scavo aperto, mantenendo aperto lo scavo per tutto il tratto compreso tra due giunti consecutivi e istituendo per la circolazione stradale un regime di senso unico alternato mediante semafori iniziale e finale, garantendo la opportuna segnalazione del conseguente restringimento di corsia e del possibile rallentamento della circolazione.

In casi particolari e solo quando si renderà necessario potrà essere possibile interrompere al traffico, per brevi periodi, alcuni tratti stradali particolarmente stretti, segnalando anticipatamente ed in modo opportuno la viabilità alternativa e prendendo i relativi accordi con i comuni e gli enti interessati. Il tracciato non interesserà zone abitate. Qualora vi fossero condizioni tali da non consentire l'istituzione del senso unico alternato, ovvero laddove sia manifesta l'impossibilità di interruzione del traffico si potrà procedere con lo scavo di trincee più brevi (30÷50 m) all'interno delle quali sarà posato il tubo di alloggiamento dei cavi, da ricoprire e ripristinare in tempi brevi, effettuando la posa del cavo tramite sonda nell'alloggiamento sotterraneo e mantenendo aperti tratti di scavo in corrispondenza di eventuali giunti *.

ANCORAGGI SU PONTI E STRUTTURE ESISTENTI

Nel caso il tracciato del cavo prevedesse l'attraversamento di ponti preesistenti, sarà valutata la possibilità di effettuare lo staffaggio sotto la soletta in c.a. del ponte stesso o sulla fiancata della struttura mediante apposite staffe in acciaio, realizzando cunicoli inclinati per raccordare opportunamente la posa dei cavi realizzati lungo la sede stradale (in profondità circa 1,2 m) con la posa mediante staffaggio.

IMPIANTO DI TERRA

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato per le seguenti funzioni:

- Messa a terra di funzionamento dei sistemi elettrici;
- Protezione contro i contatti diretti e indiretti;
- Protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche;
- Protezione contro i fulmini.

Nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio (**se presenti**), devono avere inoltre lo scopo di chiudere l'anello di guasto e/o di convogliare a terra le eventuali correnti di dispersione con modalità tali da evitare il formarsi di scintille o surriscaldamenti che possono provocare l'innescio di esplosioni o incendi.

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente.

L'impianto di terra potrà essere realizzato attraverso collegamenti equipotenziali alle barre di terra a cui verranno collegati i conduttori di terra e i conduttori di protezione PE di tutti gli impianti elettrici.

Si dovrà garantire che la resistenza di terra delle tubazioni metalliche per fluidi che possono portare alla formazione di cariche elettrostatiche, installate in aree pericolose, non sia superiore a $1\text{ M}\Omega$.

Le varie parti metalliche, non esposte a parti in tensione, come ad es. le porte, le finestre, ecc. non dovranno essere collegati al sistema equipotenziale.

I moduli prefabbricati saranno forniti di barre di messa a terra da poter collegare ai conduttori equipotenziali.

Le apparecchiature elettriche verranno messe a terra come segue:

1. Strutture dei quadri: alla sbarra PE del quadro elettrico;
2. Trasformatori: all'anello di terra della cabina;
3. Dispositivi di illuminazione: le parti metalliche dei porta lampada collegati al sistema di messa a terra tramite il conduttore PE all'interno del cavo di alimentazione;
4. Armatura dei cavi: al conduttore PE del quadro (schermo e armatura) su entrambe le estremità;

Le cabine elettriche avranno sul fondo un anello principale di messa a terra costituito da una barra di rame, protetta contro l'ossidazione, di sezione non inferiore a 150 mm^2 .

L'anello principale delle cabine sarà collegato all'impianto di terra.

In generale la protezione dai contatti indiretti sarà garantita mediante l'installazione nei singoli circuiti terminali di dispositivi differenziali coordinati con l'impianto di terra.

Sarà installato un numero adeguato di bandelle di terra in acciaio inox. Generalmente i conduttori utilizzeranno gli stessi percorsi dei cavi di posati in corrugati e/o tubi protettivi.

La sezione del conduttore PE per impianti in bassa tensione dovrà essere pari alla sezione del conduttore di fase fino al 16 mm²- 16 mm² per conduttori tra i 25 mm² e 35 mm² - la metà della sezione dei conduttori di fase per i cavi con sezione superiore a 35 mm².

Tali valori sono quelli dettati dalle norme.

Gli stessi criteri verranno utilizzati per il dimensionamento dei cavi di messa a terra del neutro o le barre delle macchine elettriche. Saranno applicate le norme CEI (o IEC).

SISTEMA DI MONITORAGGIO

In questo paragrafo sarà fornito un elenco indicativo dei dispositivi necessari alla realizzazione dell'infrastruttura di rete per il monitoraggio dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema sarà in grado di fornire informazioni e dati seguenti:

- Condizioni ambientali;
- Produzione singoli string box;
- Produzione singole stringhe;
- Distacco dalla rete di un singolo Power Skid o di una parte di esso;
- Monitoraggio delle zone di impianto mediante l'impiego di telecamere e termocamere
- Segnalazione di intrusione mediante comunicazione con barriere a microonde/cavi microfonici etc/ fibra ottica su stringhe fotovoltaiche e pozzetti ispezionabili...

Descrizione generale del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

- Il sistema SCADA sarà caratterizzato dai seguenti componenti:
- Stazione d'Ingegneria;
- Sistemi di comunicazione (Server,gateway, switch, ecc.);
- Controllori (PLC/RTU);
- Sistemi di storicizzazione;
- Moduli di alimentazione;
- HMI – Interfaccia Uomo- Macchina;

Tale sistema garantirà il monitoraggio continuo dell'impianto FV mediante l'acquisizione dati, la massimizzazione del rendimento dell'impianto durante tutto il ciclo di vita (Supervisione) e la verifica del corretto funzionamento (Controllo).

L'impianto fotovoltaico che opera in maniera automatica sarà controllato mediante un sistema SCADA-

RTU conforme ai sistemi di comunicazione:

- OPC (Open Platform Communication). Tale sistema garantirà la completa supervisione, il monitoraggio e la gestione degli allarmi tecnici al fine di assicurare una perfetta conduzione di tutto il sistema fotovoltaico.

L'architettura adottata sarà, basata sulla piramide CIM. In particolar modo, partendo dal livello hardware, saranno previste interfacce verso il campo, costituite da schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate negli string box, negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. A questo livello si utilizzano le interfacce di comunicazione per i più comuni "bus di campo", tipicamente seriali. Le comunicazioni tra i Server ridondati dello sistema le RTU dislocate nell'impianto dovranno avvenire attraverso un sistema a fibra ottica ridondato con architettura ad anello, in alternativa si possono usare anche comunicazioni radio a seguito di approvazione specifica della COMMITTENTE.

Le suddette operazioni saranno garantite dal sistema attraverso l'implementazione di funzioni standard quali:

Funzioni di acquisizione dati e monitoraggio;

Funzioni di elaborazione/calcolo;

Funzioni di controllo;

di seguito si riporta un elenco delle apparecchiature necessarie allo svolgimento di tali operazioni:

APPARECCHIATURE UTILIZZATE E LORO LOCALIZZAZIONE

Elenco Dispositivi TLC						
id	Dispositivo	Ubicazione	Input	Output	Connessione	Quantità
1	Conv. Elettro-Ottico	Stringa ftv	Seriale	Ottica	RS-485/Ethernet	1 /String box
2	Switch Ottico	PowerStation	Ottico	Ottico/UTP	Ethernet	1/PowerStation
3	Conv. elettro-ottico	PowerStation	Ottico	UTP	Ethernet	2/ PowerStation
4	Switch L3	Cabina controllo	UTP	UTP	Ethernet	Cabina parallelo
5	Router	Cabina controllo	UTP	UTP/Ottico	Ethernet	Cabina parallelo
6	Firewall	Cabina controllo	UTP	UTP	Ethernet	Cabina parallelo

NORMATIVA DI RIFERIMENTO:

Riferimento	Descrizione
ISO/IEC IS 11801	International Standards Organisation/International Electrotechnical Commission
ANSI/TIA/EIA-568-B	Electronic Industries Association/Telecommunications Industry Association - Commercial Building Telecommunications

	Wiring Standards
CENELEC EN 50173	GENERIC CABLING SYSTEMS
ISO/IEC IS 11801	Generic cabling for customer premises specifies
CENELEC EN 50174	CABLING INSTALLATION
ISO/IEC 14763	Implementation and operation of customer premises cabling
ANSI/TIA/EIA-607	
IEC 61340	Protection of electronic devices from electrostatic phenomena – General requirements

SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema proposto è costituito da un impianto di videosorveglianza allarmata intelligente in grado di controllare 24 ore su 24 il perimetro dell'impianto stesso, registrarne eventuali tentativi di intrusione e riconoscere i falsi allarmi conservando così l'immunità da potenziali atti vandalici, danni e furti, conservando l'integrità dell'impianto.

DESCRIZIONE DELLA SOLUZIONE TECNICA PROPOSTA

Il sistema in oggetto sarà in grado di svolgere due compiti fondamentali:

1. Rilevamento potenziali intrusioni perimetralmente alla recinzione di impianto;
2. Rilevamento intrusioni all'interno del locale tecnico di elaborazione dati.

RILEVAMENTO POTENZIALI INTRUSIONI PERIMETRALMENTE ALLA RECINZIONE DI IMPIANTO

VIDEOCAMERE TERMICHE

Il punto 1 vede come soluzione l'installazione di 3 videocamere termiche ad installazione fissa; infatti, i vantaggi delle videocamere termiche sono tali da escludere ogni altra tecnologia al fine di ottenere la migliore affidabilità di sorveglianza e sicurezza, di seguito si elencano alcuni vantaggi garantiti:

- a. Quadro completo della situazione;

- b. Può essere utilizzato sia di giorno che di notte;
- c. Funziona praticamente in qualsiasi condizione atmosferica;
- d. Può vedere attraverso nebbia leggera, pioggia, fumo;
- e. Nessun fermo, bassa manutenzione;
- f. Consumo elettrico molto contenuto;
- g. Difficilmente eludibile dato che è praticamente impossibile mascherare il contrasto termico.

L'imaging termico è una soluzione ottima e dai costi molto contenuti per proteggere un perimetro, specie durante le ore notturne. È stato dimostrato che, sebbene una termocamera sia leggermente più costosa di una telecamera CCTV, il numero di apparecchi richiesti per coprire la stessa area è inferiore e le opere civili minime. Inoltre, dato che le termocamere producono un'immagine nitida anche nelle notti più buie, non occorre installare tecnologie complementari quali luci o illuminatori agli infrarossi. Ciò limita la quantità di opere civili richieste e anche i costi di manutenzione. Le termocamere generano, inoltre, un minor numero di falsi allarmi, diversamente da quanto accade con le telecamere CCTV associate a software Video Motion Detection o Video Content Analysis. Anche se, come costi iniziali, le termocamere sono leggermente più dispendiose delle telecamere CCTV, spesso si rivelano non solo la soluzione migliore, ma anche quella con un rapporto prezzo-prestazioni più favorevole.

A garantire la sorveglianza perimetrale saranno termocamere con le relative configurazioni di obiettivi in modo tale da assicurare la migliore visualizzazione e rilevazione.

IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Il dimensionamento dell'impianto di illuminazione è stato eseguito considerando un'illuminazione media di valore compreso tra 5 e 30 lux medi per le strade. In particolar modo è stato previsto un valore di illuminazione per le strade Perimetrali di 12,4 lux, valore maggiore di quello previsto per le strade interne (6,20lux) in quanto un valore maggiore può garantire un contributo per la visualizzazione delle videocamere destinate al sistema di antintrusione /videosorveglianza dell'impianto.

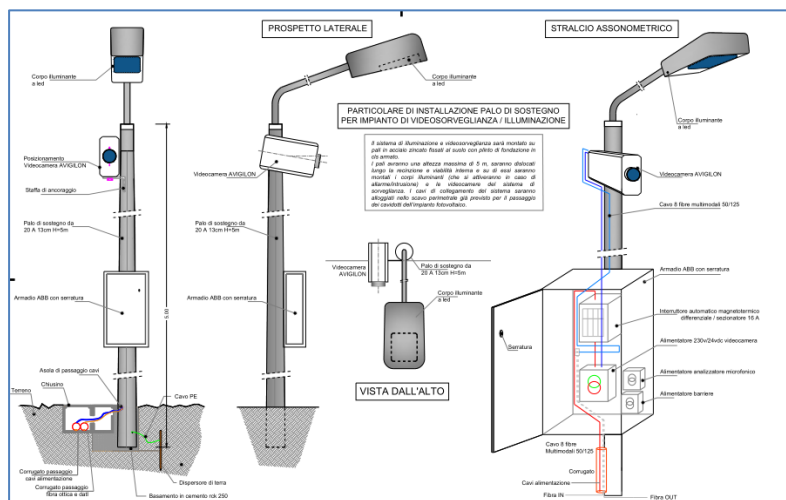


Figura 1 Tipologia palo da installare

L'orientamento dei proiettori sarà totalmente orizzontale in maniera tale da non disperdere il flusso luminoso verso l'alto.

Il modello di lampada scelta è a tecnologia Led 51 W 5520 lm 108 lm/W.

Led 51 W 5520 lm 108 lm/W;

FOTO CORPO ILLUMINANTE e CURVA FOTOMETRICA:

Mini Stelvio

IP66IK08

Technical drawing of the Mini Stelvio light fixture. The side view shows a height of 156 mm and a width of 60 mm. The front view shows a width of 530 mm and a height of 280 mm.

3D rendering of the Mini Stelvio light fixture, showing its sleek, modern design and the array of LED chips on the front face.

Light distribution diagram for the Mini Stelvio light fixture. The diagram shows a beam angle of 10° and a beam diameter of 15°. The beam length is 290 cm, and the beam area is 400 cm². The beam is labeled with 'P' and '3275'. The diagram also shows a beam diameter of 60 mm and a beam length of 290 cm.

Ottiche: In policarbonato V0 metallizzato ad alto rendimento con micro sfaccettatura. Led con lente per una migliore distribuzione luminosa.

3275 - Mini Stelvio plus L - Power LED

		CLD CTL				LED (Ta=25°C)
potenza 700mA	colore	peso	codice	prezzo €	W tot	K - elm 700mA - Ra
2,1W LED	antracite	8.00	330360-00	590,00	51W	4000K - 5520lm - Ra>80
2,1W LED	antracite	8.20	330361-00	680,00	76W	4000K - 8280lm - Ra>80
2,1W LED	antracite	8.40	330362-00	820,00	101W	4000K - 11040lm - Ra>80

Possibilità di versione bipotenza con sottocodice -30.

L'impianto di illuminazione sarà realizzato in conformità a quanto prescritto dal Regolamento Regionale del 18 aprile 2005 n.8 "Regolamento regionale per la riduzione e prevenzione dell'inquinamento luminoso".

F.to I tecnici