



Procedimento di Valutazione Impatto Ambientale ex art. 23 D.Lgs. 152/2006
e Autorizzazione Unica ex art. 12 D.Lgs. 387/2003

Progetto Parco Solare Fotovoltaico
Calapricello
Comune di Taranto (TA)
Relazione Tecnica

REDATTO DA / WRITTEN BY

Maurizio Vanti

APPROVATO DA / APPROVED BY

Marco Giannettoni

REVISIONE	N°	DATA/DATE
Prima Emissione	00	Luglio 2022

Indice

1.	Introduzione.....	4
2.	Documentazione di riferimento	5
3.	Norme Tecniche di riferimento	6
4.	Aspetti generali dell'opera.....	8
4.1	Scheda dell'impianto	8
4.2	Interventi previsti	9
4.3	Quadro autorizzativo ai fini dell'interconnessione	13
4.4	Radiazione media annua	15
5.	Impianto di generazione fotovoltaica "Calapricello"	16
5.1	Opere elettriche	16
5.1.1	Dati tecnici generali e descrizione dell'impianto.....	16
5.1.2	Moduli fotovoltaici	20
5.1.3	Composizione delle stringhe	20
5.1.4	Inverter e Power Stations di trasformazione MT	22
5.1.5	Cavi di potenza MT e BT	25
5.1.6	Impianto di terra.....	25
5.1.7	Impianto di protezioni contro i fulmini e sovratensioni.....	26
5.2	Opere strutturali.....	27
5.2.1	Allestimento cantiere	27
5.2.2	Attività di scavo	28
5.2.3	Fondazione moduli	28
5.2.4	Attività di scavo	29
5.2.5	Recinzione perimetrale.....	29
5.2.6	Viabilità di servizio.....	30
5.3	Sistemi ausiliari	31
5.3.1	Sistema di monitoraggio e telecontrollo	31
5.3.2	Sistema di illuminazione esterna.....	31
5.3.3	Sistema di sicurezza e antintrusione	32
5.3.4	Misure di irraggiamento e performance di impianto.....	33
6.	Impianto di utenza per la connessione.....	34

6.1	Elettrodotto 30 kV Calapricello – Stazione di Elevazione “Step-Up”	34
6.2	Stazione di Elevazione “Step-Up” 150/30 kV	39
6.3	Cavidotto a 150 kV da Stazione di Elevazione a CP “Lizzano”	45
7.	Interventi sulla CP “Lizzano”	49
7.1	Impianto di rete per la connessione.....	49
7.2	Disposizione elettromeccanica “CP Lizzano”	50
7.3	Apparecchiature utilizzate.....	51
8.	Interventi sulla “CP di Manduria”	57
9.	Potenziamento elettrodotto “Lizzano – Manduria”	58
9.1	Introduzione	58
9.2	Descrizione dell’intervento.....	59
10.	Compatibilità elettromagnetica.....	63
11.	Calcolo producibilità e bilanci energetici.....	63
12.	Stima dei costi di dismissione e smaltimento.....	64
13.	Fasi e tempi di esecuzione	67
14.	Fasi e tempi di dismissione	68

1. Introduzione

La presente relazione ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica generale delle soluzioni adottate nel progetto definitivo per la realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico denominato “Parco Solare Fotovoltaico Calapricello” da realizzarsi nel Comune di Taranto.

Il sito di installazione è costituito da un’area agricola della superficie di circa 81 ettari, la realizzazione della centrale fotovoltaica avverrà con modalità e soluzioni installative tali da limitare al massimo la visibilità della stessa e non precludere minimamente il futuro reimpiego del terreno a fini agricoli.

L’impianto avrà una potenza nominale complessiva di circa 70,48 MWp e sarà esercito in parallelo alla rete di distribuzione in alta tensione a 150 kV; l’intera produzione sarà immessa in rete e venduta secondo le modalità previste dal mercato libero dell’energia.

Nel seguito sono pertanto raccolte le linee guida generali adottate nella progettazione, le soluzioni tecniche individuate e le considerazioni necessarie ad inquadrare il progetto definitivo dal punto di vista tecnico, con particolare riferimento agli aspetti legati alla produzione di energia ed alla connessione alla rete di distribuzione.

Il progetto sarà articolato su diverse sezioni di impianto aventi i seguenti livelli di tensione:

- Alta Tensione (AT) pari a 150 kV;
- Media Tensione (MT) pari a 30 kV;
- Bassa Tensione (BT) in corrente alternata (AC);
- Bassa Tensione (BT) in corrente continua (DC);

La generazione fotovoltaica avviene in BT ed in DC, questa viene successivamente convertita in corrente alternata AC tramite convertitori DC/AC (inverter) mentre la tensione viene elevata dalla BT alla MT mediante l’utilizzo di trasformatori elevatori. La potenza generata sarà quindi trasferita mediante un cavidotto interrato a 30 kV alla Stazione di Elevazione dove la tensione viene ulteriormente innalzata fino a 150 kV attraverso il trasformatore di Step-Up 150/30 kV ed uno stallo AT per essere infine immessa nella RTN nella adiacente CP di Lizzano.

Il punto di confine tra “**impianto di utenza**” (di competenza di REN 152 S.r.l.) e “**impianto di rete**” (di competenza di e-distribuzione S.p.a) sarà immediatamente a valle dell’opera di rete per la connessione realizzata all’interno della CP di “Lizzano” e costituita da un nuovo stallo a 150 kV.

2. Documentazione di riferimento

Rif.	Elaborato		
[01]	Elaborato Grafico	Layout di progetto	001
[02]	Elaborato Grafico	Sezioni Generali stato attuale	002
[03]	Elaborato Grafico	Sezioni Generali stato di progetto	003
[04]	Elaborato Grafico	Viabilità generale interna e sezioni del pacchetto stradale 04	004
[05]	Elaborato Grafico	Tipologico Moduli e strutture (ed eventuali string-inverter/QPS)	005
[06]	Elaborato Grafico	Dettagli recinzione/varchi accesso/illuminazione/sistema anti intrusione	006
[07]	Elaborato Grafico	Dettagli cabine e power-station	007
[08]	Elaborato Grafico	Cavidotto di connessione e sezione di scavo	008
[09]	Elaborato Grafico	Planimetria percorso cavi MT e BT e sezione di scavo	009
[10]	Elaborato Grafico	Planimetria rete di terra	010
[11]	Elaborato Grafico	Schema elettrico unifilare	011
[12]	Elaborato Grafico	Schema a blocchi	12
[13]	Elaborato Grafico	Opere di mitigazione	013
[14]	Relazione	Relazione impatto elettromagnetico	NN
[15]	Relazione	Preventivo Connessione	NN
[16]	Elaborati vari	Impianti di rete	01-28
[17]	Elaborati vari	Impianti di utenza	01-09
[18]	Relazione	Calcolo producibilità e bilanci energetici	-

3. Norme Tecniche di riferimento

Le seguenti norme e guide tecniche vengono richiamate come principale riferimento per la progettazione e realizzazione secondo la regola dell'arte delle opere di impianto:

- CEI 0-16 v.2019-04 (recepimento del regolamento europeo RFG 2016/631): Regole tecniche per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 62271: Quadri elettrici in Media Tensione.
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi fotovoltaici collegati alle reti MT e BT.
- 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 EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario.
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori.
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici (D. Lgs. 81/2008).
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri apparecchiature elettriche (codice IP).
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici – Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.
- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI EN 50521(82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici – Prescrizioni di sicurezza e prove.
- CEI EN 60891 (CEI 82-5): Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento.
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici.
- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia.
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61277 (CEI 82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica.
- CEI EN 61701 (CEI 82-18): Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici.
- 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 61730 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici.
- CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.

- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici.
- CEI EN 60228: Conduttori in cavi isolati.
- IEC 60502: Cavi di potenza con isolamento estruso con tensioni nominali compresa tra 1 kV e 30 kV.
- CEI 20-68: Cavi con isolamento estruso a spessore ridotti, isolati con XLPE sotto guaina termoplastica aventi caratteristiche di resistenza all'urto – Cavi con tensione nominale 12/20 kV.
- CEI 20-38: Prescrizioni costruttive, i metodi di prova dei cavi isolati in G10 non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di gas tossici e corrosivi (senza alogeni), per tensioni di esercizio fino a 1 kV.
- CEI 20-37: Prova sui gas emessi durante la combustione di materiali prelevati dai cavi.
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi.
- CEI EN 50618 (CEI 20-91): Cavi elettrici per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI-UNEL 35026: Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- IEC/EN 62109: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.
- EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC).
- IEC 62311: Assessment of electronic and electrical equipment related to human exposure restrictions for electromagnetic fields (0 Hz to 300 GHz).
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini.
- CEI 81-30: Protezione contro i fulmini – Reti di localizzazione fulmini (LLS) – Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di NG.
- CEI EN 62858: Densità di fulminazione. Reti di localizzazione fulmini (LLS) – Principi generali.
- CEI EN 60664: Coordinamento dell'isolamento per le apparecchiature nei sistemi a Bassa Tensione.
- CEI EN 50164 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC).
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione.
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI EN 62052-11 (CEI 13-42): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura.
- CEI EN 62053-11 (CEI 13-41): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2).
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-22 (CEI 13-44): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S).
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 50470-2 (CEI 13-53): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B).
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- EN ISO 14713: Linee guida e raccomandazioni per la protezione dalla corrosione di ferro e acciaio nelle strutture.

4. Aspetti generali dell'opera

4.1 Scheda dell'impianto

L'impianto fotovoltaico di "Calapricello" avrà una potenza installata di circa **70 MW_p**. La potenza massima di immissione contrattualizzata sarà invece pari **65 MW**, come specificato nel preventivo per la connessione rilasciato da e-distribuzione il **19/12/2019** a **REN. 152 S.r.l.** (codice di rintracciabilità **T0737060**).

Questo progetto viene realizzato in conformità con quanto previsto dalle regole tecniche riportate nella "Guida per le connessioni alla Rete Elettrica di e-distribuzione" e dal Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA).

Dati relativi del committente	
Committente	REN. 152 S.r.l.
Indirizzo	Salita Santa Caterina 2/1 Genova
Recapito telefonico	010 6422757
Legale rappresentante	Dott. Marco Tassara
Partita IVA	02620390993

Località di realizzazione dell'intervento e identificativo pratica e-distribuzione	
Indirizzo	Loc. Calapricello Taranto Strada Vicinale Pulsano - Monacizzo
Coordinate	40.366540°N – 17.402974°E
Codice tracciabilità pratica	T0737060
Codice POD	IT001E744087813

4.2 Interventi previsti

Gli interventi previsti (schematizzati in maniera semplificata in Figura 1) sono i seguenti:

- realizzazione dell’impianto di generazione fotovoltaica (in **blu**)
- opere necessarie all’interconnessione dell’impianto di generazione fotovoltaica “Calapricello” alla Cabina Primaria (CP) a 150 kV di e-distribuzione denominata “Lizzano” (in **arancione**);
- interventi richiesti da e-distribuzione e TERNA nel preventivo di interconnessione:
 - Impianto di rete per la connessione AT ossia nuovo stallo utente a 150 kV all’interno della CP Lizzano (in **verde scuro**);
 - Potenziamento elettrodotto RTN 150 kV da Lizzano a Manduria;

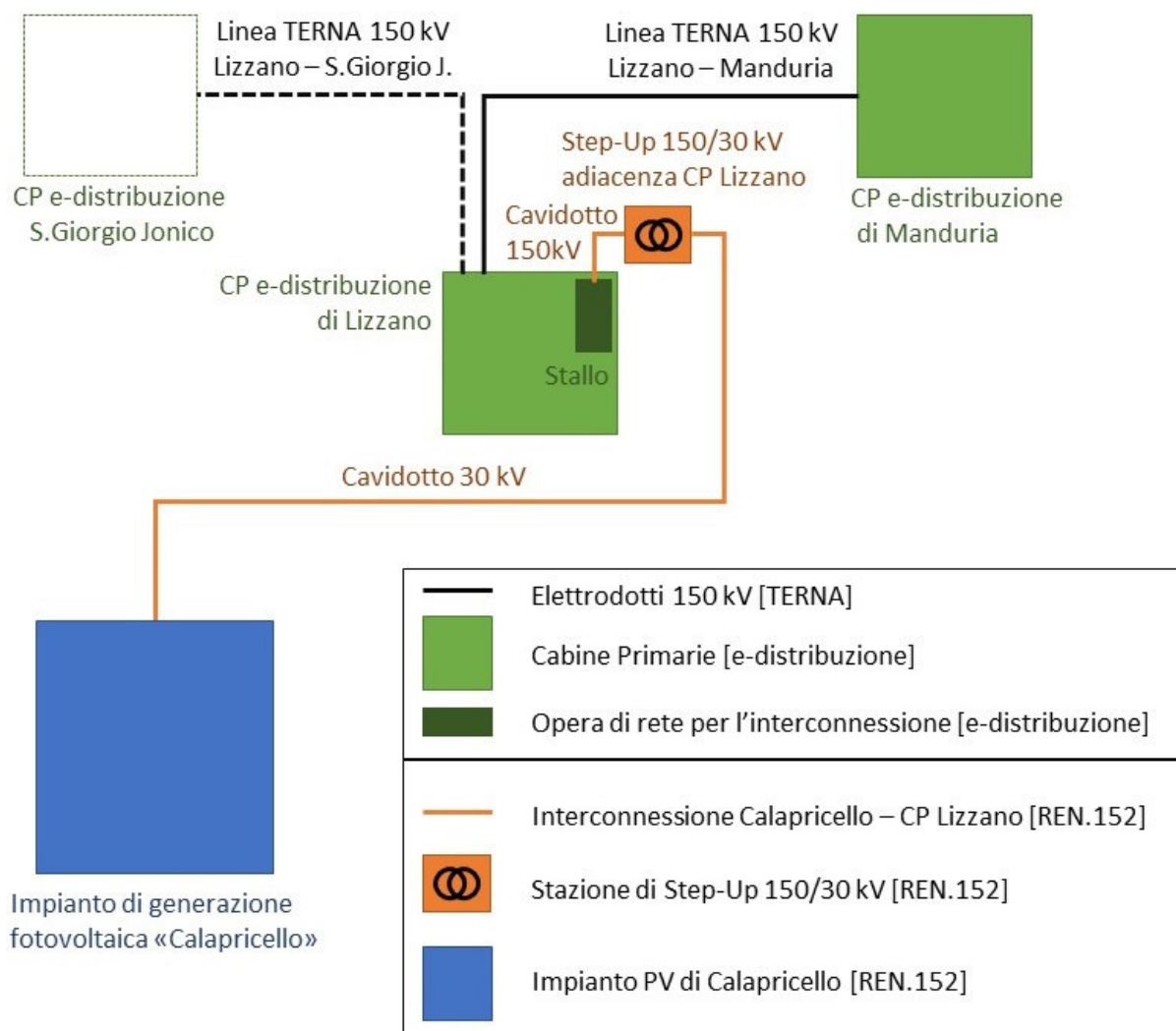


Figura 1: Schema semplificato degli interventi necessari all'interconnessione

L'interconnessione dell'impianto di Calapricello con la CP di Lizzano a 150 kV sarà realizzata mediante un cavidotto in Media Tensione (MT) a 30 kV e una sottostazione di trasformazione step-up 150/30 kV in adiacenza alla CP di Lizzano e un breve tratto di linea a 150 kV congiungente la Stazione di Elevazione "Step-Up" con il nuovo stallo della CP di Lizzano.

La Figura 2 riporta la mappa catastale dell'area con indicazione delle aree di intervento relative all'impianto di generazione (verde), cavidotto MT (arancione), stazione di elevazione (nero) e cabina primaria (azzurro).

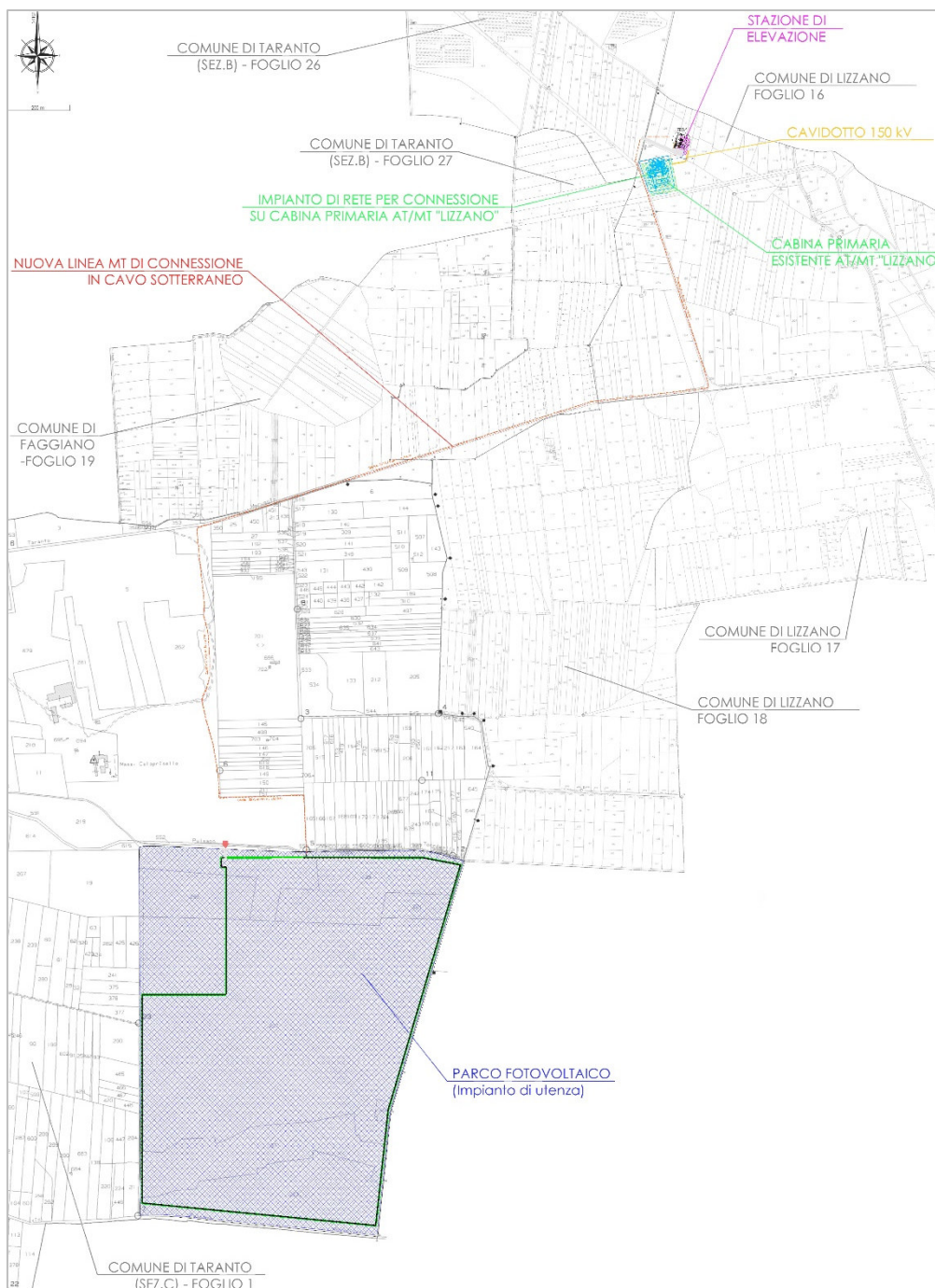


Figura 2: Mappa catastale con indicazione delle aree di intervento

Le particelle catastali coinvolte anche solo parzialmente nelle opere a progetto sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1: Particelle catastali oggetto di intervento

Intervento	Comune	Foglio	Mappale
Impianto fotovoltaico	Taranto (Sez.C)	1	17-107-129-221-222-223-296-297
Cavidotto MT 30 kV	Taranto (Sez.C)	1	17-552-679
	Lizzano	16	3-117-126-127
	Taranto (Sez.B)	26	37
Stazione di Step-Up 150/30 kV	Lizzano	16	3-154
Cavidotto AT 150 kV	Lizzano	16	154-219
Cabina Primaria 150 kV	Lizzano	16	168
Linea AT 150 kV (variante)	Sava	27	798-800-547-487-409-410-546-425-459-453 1030-486sub1-447-476sub1-476sub2-449 450sub1-450sub2-451-460-461-1062-1096 1095-1092-1093-239-718-717-1057-1056 1061-1060-242-366-241-720-719-72-270
		28	415-414-413-70212-588-71-117119-268-273 269-274-272-271-68-257-116-315-308-316 314-114-112-163-105-111-104-106-107-832 98-96-20394-204-20593-595-91-834-556-583 584
		36	30-178-179-25-181-24-184-17-23-
		37	261-336-153-405-262-263-264-154-267-421 266-474-265-327-164

Le aree di progetto allo stato attuale risultano regolari e pianeggianti, libere da depositi di materiali o strutture. Si presentano come aree agricole regolari e pianeggianti coltivate a "grano tenero" e quindi libere da colture di pregio e/o specie arboree.

Si segnala che le aree interne agli interventi in progetto e nelle aree limitrofe sono libere da formazioni arbustive o siepi.

Nell'area nord-occidentale dell'impianto fotovoltaico è presente una zona con un vincolo archeologico (vedi area circolare in Figura 4); la zona vincolata sarà integralmente preservata e sarà protetta mediante un opportuno buffer di distanziamento rispetto alle opere in oggetto di ampiezza superiore ai 200 m fissati dalla normativa ed avente l'obiettivo di salvaguardare l'area anche dal punto paesaggistico.

4.3 Quadro autorizzativo ai fini dell'interconnessione

L'istanza di autorizzazione è finalizzata all'ottenimento dell'autorizzazione e all'esercizio dell'impianto fotovoltaico di "Calapricello", completo delle opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione.

In conformità con quanto stabilito dal D.Lgs. 387/2003, art.12, comma 3, l'iter autorizzativo sarà unico e, se ottenuto, il provvedimento finale di rilascio dell'autorizzazione all'installazione ed all'esercizio dell'impianto fotovoltaico sarà comprensivo dell'autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio delle opere di rete (porzione di impianto compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente ed il punto di connessione e consegna).

Il Richiedente REN. 152 S.r.l., in conformità a quanto stabilito dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, all'accettazione del preventivo si è avvalso della facoltà di:

- curare in proprio tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative necessari per l'impianto di connessione;
- di realizzare in proprio gli impianti di rete della connessione ai sensi dell'art. 30 del TICA, lasciando ad e-distribuzione S.p.A. e TERNA S.p.A la realizzazione degli interventi sulla rete esistente.

Nella Determina Dirigenziale dovrà pertanto essere espressamente indicato che:

- L'autorizzazione alla realizzazione della parte relativa all'impianto di rete (stallo REN.152 in CP Lizzano) sarà a favore di REN. 152 S.r.l. in quanto costruttore (direttamente o tramite subfornitori) mentre l'autorizzazione all'esercizio sarà ottenuta da REN. 152 S.r.l e ceduta ad e-distribuzione in quanto proprietario e gestore dell'impianto.
- L'autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio degli interventi sulla linea AT 150 kV Lizzano - Manduria a favore di TERNA S.p.A. in quanto costruttore, proprietario e gestore dell'impianto.

Per l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio di questi impianti, dovranno essere acquisiti tutti i provvedimenti richiesti dalla legge ai fini della cantierabilità, tra i quali gli adempimenti richiesti dalla normativa statale, regionale e/o dai regolamenti locali.

Nello specifico, il preventivo di connessione prodotto da e-distribuzione S.p.A. riporta i seguenti riferimenti normativi ai fini dell'iter autorizzativo:

- R.D. 11.12.1933 n. 1775 e s.m.i. T.U sulle acque e Impianti elettrici.
 - D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387;
 - Procedura semplificata di PAS D.Lgs 28/2011;
 - T.U. 380/01 sull'edilizia e s.m.i.;
 - D.P.R. 151 agosto 2011 Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi;
 - D.P.R. n° 327 del 8 giugno 2001 (L. 11 del 2011 art 34 poi 42 bis)
 - L. 241/1990 sulla Trasparenza degli atti amministrativi e sue modifiche (L. n°15 del 11/02/05);
 - D.Lgs. 285/92 codice della strada;
 - D.P.R. 495/92 Regolamento di esecuzione e attuazione del codice della strada;
 - D.Lgs 42/04 codice Urbani, dei beni culturali e del paesaggio;
 - Leggi e regolamenti regionali vigenti per la Puglia: L.R 25 del 16 ottobre 2008, PPTR e NTA ADB
- che saranno applicati ove necessario.

Una volta realizzati tali impianti, incluso l'impianto di rete per la connessione, entreranno a far parte della rete elettrica di distribuzione nazionale e saranno pertanto gestiti ed eserciti da e-distribuzione S.p.A. per quello che riguarda le CP e da TERNA S.p.A. per quello che riguarda la linea AT. Per quanto sopra riportato, all'impianto di rete per la connessione non potrà essere imposto l'obbligo di ripristino dello stato dei luoghi in caso di cessazione dell'impianto di produzione.

Le procedure saranno quindi le seguenti:

- **Impianto di generazione fotovoltaica "Calapricello" e relativo impianto utente saranno pertanto:**
 - autorizzati da REN. 152 S.r.l. all'interno dell'istanza di autorizzazione unica D.Lgs. 387/2003;
 - costruiti da REN. 152 S.r.l. o sub-fornitori, come indicato nell'accettazione del preventivo di connessione;
 - gestiti ed eserciti da REN.152 S.r.l.
- **Impianto di rete per la connessione (stallo AT REN.152) sarà pertanto:**
 - autorizzato da REN. 152 S.r.l. all'interno dell'istanza di autorizzazione unica D.Lgs. 387/2003;
 - costruito da REN. 152 S.r.l. o sub-fornitori, come indicato nell'accettazione del preventivo di connessione;
 - inserito nel perimetro della rete di distribuzione nazionale;
 - gestito ed esercito da e-distribuzione S.p.A.
- **Elettrodotto a 150 kV Lizzano - Manduria sarà pertanto:**
 - autorizzato da REN. 152 S.r.l. all'interno dell'istanza di autorizzazione unica D.Lgs. 387/2003;
 - costruito da TERNA S.p.A., come indicato nell'accettazione del preventivo di connessione;
 - inserito nel perimetro della rete di distribuzione nazionale;
 - gestito ed esercito da e-distribuzione S.p.A.

4.4 Radiazione media annua

La valutazione della radiazione solare è stata effettuata utilizzando il database satellitare PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System sviluppato dal Joint Research Centre della Comunità Europea) nella versione (PVGIS 5 - TMY 2005-2014), che rende disponibili i valori medi mensili di GHI (Global Horizontal Irradiance), DHI (Diffuse Horizontal Irradiance) e temperatura per il sito in oggetto (Latitudine 40° 36' 65" Nord; Longitudine 17° 40' 29" Est)

Figura 3 riportano i dati meteorologici assunti per la valutazione di producibilità dell'impianto.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C
Gennaio	70.5	26.30	11.38
Febbraio	69.8	33.12	10.46
Marzo	131.8	48.14	12.97
Aprile	145.6	71.58	14.52
Maggio	201.5	71.57	18.70
Giugno	215.7	75.08	21.94
Luglio	241.7	57.50	25.85
Agosto	206.5	57.77	26.43
Settembre	139.6	53.68	22.28
Ottobre	122.3	39.06	19.34
Novembre	82.3	27.07	14.43
Dicembre	53.8	25.03	11.12
Anno	1681.1	585.90	17.50

Figura 3: Dati meteorologici

5. Impianto di generazione fotovoltaica “Calapricello”

5.1 Opere elettriche

5.1.1 Dati tecnici generali e descrizione dell’impianto

L’impianto di generazione fotovoltaica sarà realizzato nell’area indicata negli elaborati [01] e [02], e sinteticamente riportata in Figura 4

L’impianto sarà costituito da:

- Quadri elettrici in MT a 30 kV,
- Cavi elettrici di MT a 30 kV interrati,
- Trasformatori MT/BT 30/0,6 kV a doppio secondario con una potenza di 5.000 kVA
- Quadri elettrici in BT a 600 V,
- Inverter AC/DC da 2.500 kVA 600 V_{ac} - 1500 V_{dc}
- Cavi BT in Corrente alternata e continua
- Moduli fotovoltaici per una potenza installata superiore a 70,48 MW_p.

Gli inverter, i quadri BT, i trasformatori ed i quadri MT sono installati all’interno di 14 Power Station centralizzate distribuite all’interno dell’area del parco fotovoltaico.

L’energia prodotta dai moduli, organizzati in stringhe di 28 elementi, sarà raccolta radialmente attraverso dei nodi collettori (string box) ed inviata agli inverter centralizzati. Una volta avvenuta la conversione AC/DC i trasformatori eleveranno la tensione a 30 kV. Il flusso di potenza interesserà quindi il sistema MT costituito da una serie di quadri organizzati in entra ed esci su quattro dorsali principali direttamente collegate alla stazione di Step-Up realizzata in adiacenza alla CP di Lizzano (vedi Figura 5). Il quadro principale in MT, installato nella stazione di Step-Up sarà connesso al trasformatore di elevazione MT/AT, al trasformatore dei sistemi ausiliari ed a quattro dorsali identificate come: IA, IB, IIA e IIB.

In condizioni operative normali le quattro dorsali saranno collegate in maniera radiale rispetto al nodo di raccolta costituito dal quadro MT della stazione di Step-Up ma è prevista anche la realizzazione di tre collegamenti aggiuntivi tra le dorsali, atti a consentire l’esercizio a piena potenza anche in condizioni degradate alla N-1 dei cavi di MT, a seguito di una opportuna riconfigurazione dello stato degli interruttori.

I sistemi ausiliari includeranno illuminazione, forza motrice, CCTV ed alimentazione delle utenze costituite dai sistemi di TLC e delle protezioni (equipaggiate, ove necessario con opportuni sistemi di UPS). L’impianto sarà inoltre dotato di un sistema di monitoraggio, supervisione e controllo.

La Tabella 2 riporta sinteticamente le principali caratteristiche delle apparecchiature elettriche delle quali è prevista l’installazione sull’impianto.

L’elaborato [01] riporta il layout generale di progetto dell’impianto di generazione fotovoltaica;

L’elaborato [03] riporta le sezioni generali dell’area nello stato di progetto;

L’elaborato [11] riporta lo schema elettrico unifilare dell’impianto fotovoltaico e della stazione di Step-Up.

L’elaborato [12] riporta lo schema a blocchi relativo all’impianto elettrico.

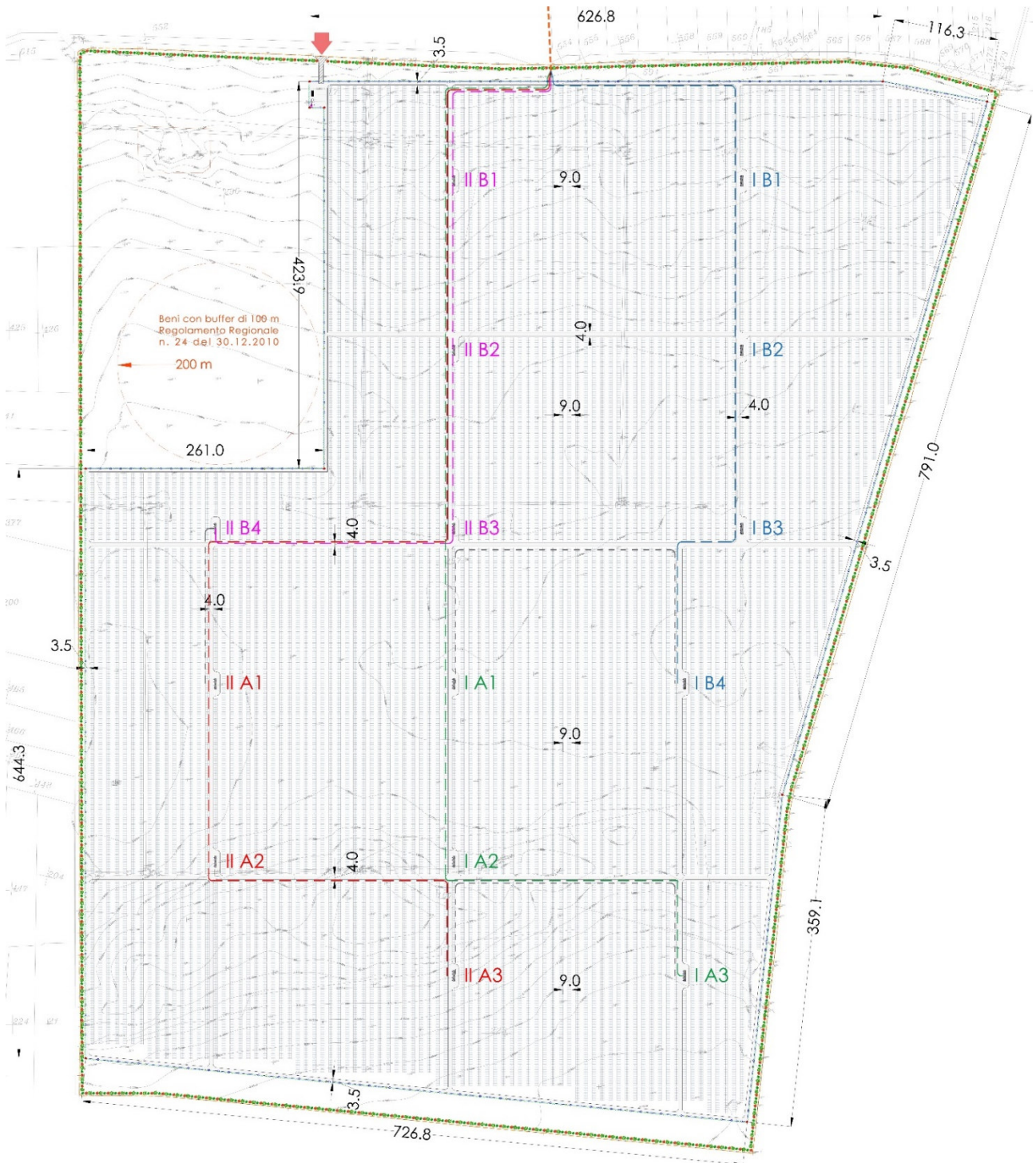


Figura 4: Layout dell'impianto di generazione fotovoltaica

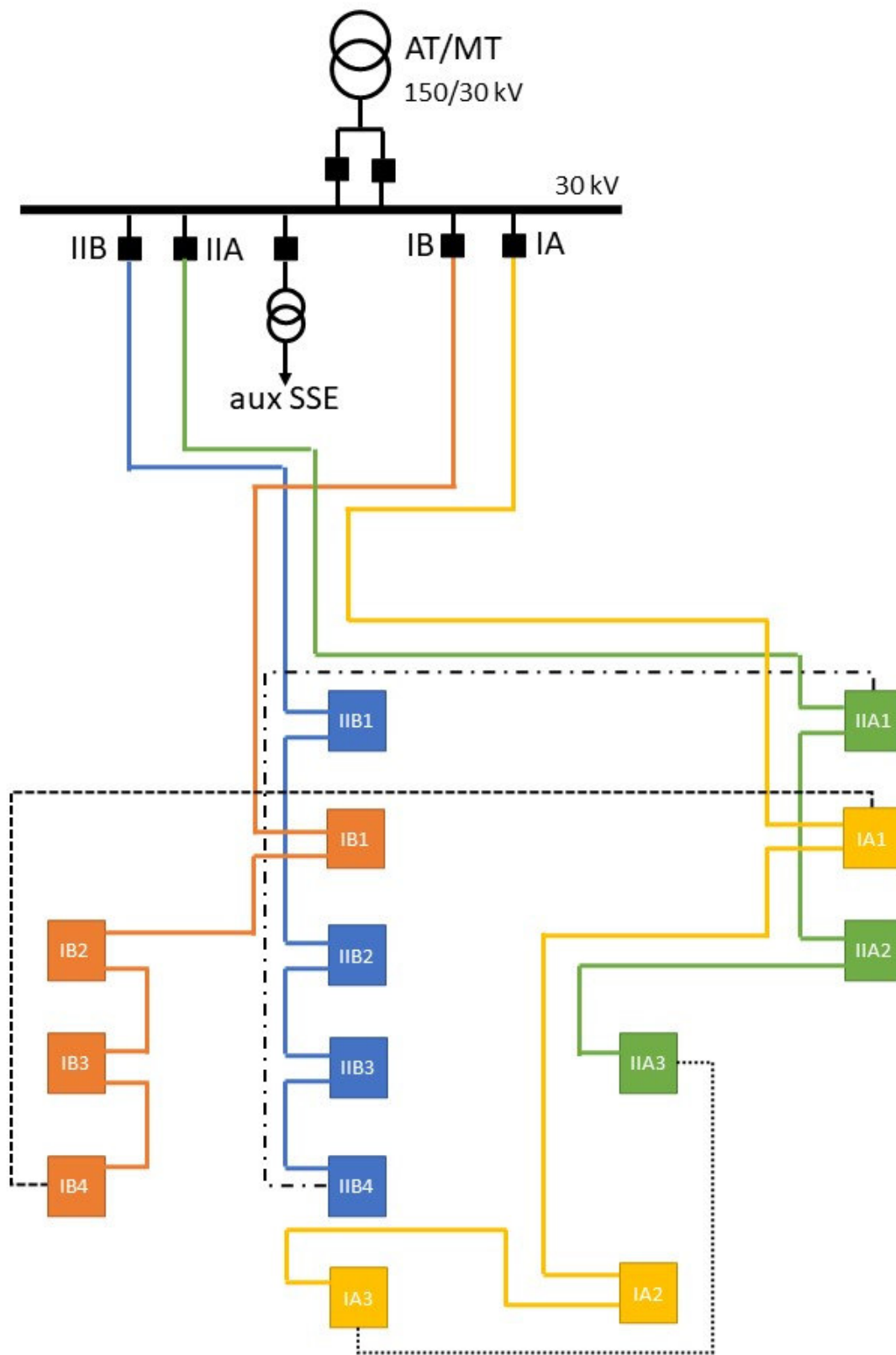


Figura 5: Sistema di distribuzione MT

Tabella 2: Caratteristiche principali impianto di generazione fotovoltaica “Calapricello”

Id.	Caratteristica del progetto	Dato di specifica	Descrizione
1	Taglia dell'impianto	70,48272 MWp	Suddivisione preliminare in 5.721 stringhe da 28 moduli ad alta efficienza da 440 Wp, per un totale di 160.188 moduli fotovoltaici.
2	Rapporto DC/AC	1,08	Il rapporto si intende definito come rapporto fra potenza di picco installata [70,48272 MWp] e potenza ammessa in immissione [65 MWac] Il rapporto DC/AC a livello di inverter è conservativamente pari a 0,99 al fine di avere margine sufficiente per erogare piena potenza attiva anche in caso di regolazione della potenza reattiva al punto di connessione.
3	Tipologia ed efficienza moduli PV	TALESUN TP6H72M(H)-440-L	Moduli fotovoltaici monocristallini ad alta efficienza con potenza STC pari a 440 Wp, tecnologia half-cell, tensione max 1500 V, dimensioni circa 200 cm X 100 cm (efficienza circa 22 %).
4	Ground Cover Ratio	0,44	Al netto di viabilità interna e opere di mitigazione. Pitch pari a 9 metri tra inseguitori adiacenti.
5	Tipologia strutture	Single axis tracker con orientamento Nord-Sud, un motore per singolo asse (Soltec SF7 o similare)	Layout portrait 2V con stringa fisica di 28 moduli. Singoli inseguitori composti da 84, 56 e 28 moduli per ottimizzazione del layout.
6	Disposizione moduli sull'inseguitore	Due moduli con disposizione portrait.	Disposizione che consente l'installazione anche di moduli bifacciali con ottimizzazione della resa energetica (energy gain).
7	Tipologia Inverter	Inverter centralizzati di taglia 2,5 MVA (SMA SUNNY CENTRAL 2500)	Numero totale pari a 28 inverter collegati a coppie di due su 14 power stations 40' da 5 MVA, raggruppate su 4 dorsali a 30 kV.

5.1.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno del tipo al silicio cristallino, ad alta efficienza al fine di massimizzare la resa energetica dell'area dell'impianto, scelti tra produttori di prima fascia sul mercato, nonché in funzione dei requisiti funzionali, strutturali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa. I moduli fotovoltaici avranno caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo, secondo la Norma CEI EN 61215. Ciascun modulo deve essere accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, posto sopra il modulo fotovoltaico, che riporti le principali caratteristiche del modulo stesso, secondo la Norma CEI EN 50380. I moduli saranno provvisti di cornice in alluminio, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua. I moduli identificati in progetto sono di nuova generazione adatti per connessioni in serie fino ad una tensione massima di stringa di 1500 V.

Figura 6 riassume i principali dati costruttivi dei moduli identificati in progetto

I moduli fotovoltaici avranno inoltre le seguenti caratteristiche:


- Marcatura CE;
- 10 anni di garanzia del prodotto da difetti di fabbricazione;
- 25 anni di garanzia del rendimento non inferiore al 80%;
- 10 anni di garanzia del rendimento non inferiore al 90%;
- Garanzia anti-PID e basso LID;
- Telaio in alluminio anodizzato con ottima resistenza alla corrosione;
- Certificato per almeno 2400 Pa di carico vento e 5400 Pa per carico neve;
- Fronte rivestito in vetro temperato e antiriflesso;
- Certificazione secondo le seguenti norme:
 - IEC 61215 / IEC 61730
 - ISO 9001 / ISO 14001

5.1.3 Composizione delle stringhe

I moduli saranno connessi in serie per mezzo di cavi solari con conduttori isolati in rame in modo tale da formare stringhe da 28 moduli ciascuna, che a loro volta verranno collegate in parallelo mediante le string box e quindi connesse agli inverter centralizzati all'interno delle Power Station

Ciascuna stringa sarà identificata dalla sigla STR-X.Y.Z, dove X indica il codice della dorsale MT di riferimento, Y il numero dell'inverter di riferimento e Z il numero progressivo della stringa in oggetto.

L'elaborato [05] riporta il tipologico dei moduli e delle strutture.

 苏州腾晖光伏技术有限公司 TALESUN Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd.	PRODUCT SPECIFICATION	
	名称: Installation manual for crystalline solar photovoltaic modules (Half Cell)	SPEC.NO. TS-ET-045 REVISION A0 EFFECTIVE DATE 05-2019
		Page 27 of 30

Module	Maximum System Voltage(V)	Pmax (W)	Vmpp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Fuse Rating (A)
TP6H72P(H)-365	1500(IEC)	365	39.2	9.32	47.4	9.82	20
TP6H72P(H)-360	1500(IEC)	360	38.9	9.26	47.1	9.76	
TP6H72P(H)-355	1500(IEC)	355	38.6	9.20	46.8	9.70	
TP6H72P(H)-350	1500(IEC)	350	38.3	9.14	46.5	9.64	
TP6H72P(H)-345	1500(IEC)	345	38.0	9.08	46.2	9.58	
TP6H72P(H)-340	1500(IEC)	340	37.7	9.02	46.0	9.51	
TP6H72P(H)-335	1500(IEC)	335	37.4	8.96	45.7	9.46	
TP6H72P(H)-330	1500(IEC)	330	37.1	8.89	45.5	9.40	
TP6H72M(H)-440	1500(IEC)	440	42.3	10.40	50.8	10.90	20
TP6H72M(H)-435	1500(IEC)	435	42.0	10.36	50.6	10.88	
TP6H72M(H)-430	1500(IEC)	430	41.8	10.29	50.4	10.84	
TP6H72M(H)-425	1500(IEC)	425	41.6	10.22	50.2	10.82	
TP6H72M(H)-420	1500(IEC)	420	41.4	10.15	50.0	10.75	
TP6H72M(H)-415	1500(IEC)	415	41.1	10.10	49.8	10.70	
TP6H72M(H)-410	1500(IEC)	410	40.9	10.03	49.5	10.63	
TP6H72M(H)-405	1500(IEC)	405	40.7	9.96	49.3	10.56	
TP6H72M(H)-400	1500(IEC)	400	40.5	9.88	49.2	10.48	
TP6H72M(H)-395	1500(IEC)	395	40.3	9.81	49.0	10.41	
TP6H72M(H)-390	1500(IEC)	390	40.0	9.75	48.7	10.35	
TP6H72M(H)-385	1500(IEC)	385	39.8	9.68	48.5	10.28	
TP6H72M(H)-380	1500(IEC)	380	39.6	9.60	48.3	10.20	
TP6H72M(H)-375	1500(IEC)	375	39.3	9.55	48.0	10.15	
TP6H72M(H)-370	1500(IEC)	370	39.1	9.47	47.8	10.07	
TP6H72M(H)-365	1500(IEC)	365	38.9	9.39	47.6	9.99	
TP6H72M(H)-360	1500(IEC)	360	38.7	9.31	47.3	9.91	
TP6H72M(H)-355	1500(IEC)	355	38.5	9.23	47.0	9.83	
TP6H72M(H)-350	1500(IEC)	350	38.2	9.17	46.8	9.77	

Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd

Address: No. 1 Talesun Road, Changkun Industrial Park, Shajiabang Town, Changshu, Suzhou, Jiangsu Province, 215542, P.R.China

Website: www.talesun.com Email: sales@talesun.com Tel: +86 400 885 1098

27 / 30

Figura 6: Tipologia dei moduli fotovoltaici

5.1.4 Inverter e Power Stations di trasformazione MT

All'interno dell'impianto fotovoltaico saranno installate 14 Power Stations (vedi Figura 8) per realizzare la conversione DC/AC e la trasformazione in MT con relativa quadristica, ciascuna connessa ai relativi sottocampi, per una potenza installata complessiva di 5 MVA. Ciascuna Power Station avrà 2 inverter in ingresso sul lato in bassa tensione e sarà collegata alle altre in configurazione entra-esce sul lato in media tensione. Il progetto prevede, come detto, la possibilità di effettuare un collegamento con linea ad anello tra le 14 Power Stations e la stazione di Step-Up in modo da garantire la massima continuità di esercizio dell'impianto.

Le Power Stations saranno del tipo containerizzato, di dimensione approssimativa pari a 40 piedi, posate in opera su cordoli in calcestruzzo armato. Questa tipologia di cabina costituisce un prodotto specificatamente progettato per la trasformazione dell'energia elettrica e pertanto garantisce:

- Sicurezza strutturale;
- Durata nel tempo e resistenza agli agenti atmosferici;
- Sicurezza antinfortunistica agli effetti delle tensioni di passo e contatto;
- Recuperabilità integrale delle cabine e di tutte le apparecchiature interne.

La Power Station è dotata di un apposito sistema di illuminazione e FM e di un adeguato sistema di ventilazione atto a garantire il corretto raffreddamento del trasformatore in condizioni di elevate temperature esterne. I servizi ausiliari di ciascuna Power Station saranno derivati direttamente dalla PS tramite trasformatore ausiliario.

Le Power Stations saranno identificate mediante un codice formato dalla sigla identificativa della relativa dorsale di MT in condizioni di normale funzionamento seguita dal numero progressivo della Power Station (quindi ad esempio IIA1, IB2, IIA4 e così via).

Le Power Stations saranno realizzate indicativamente secondo quanto indicato in Figura 7.

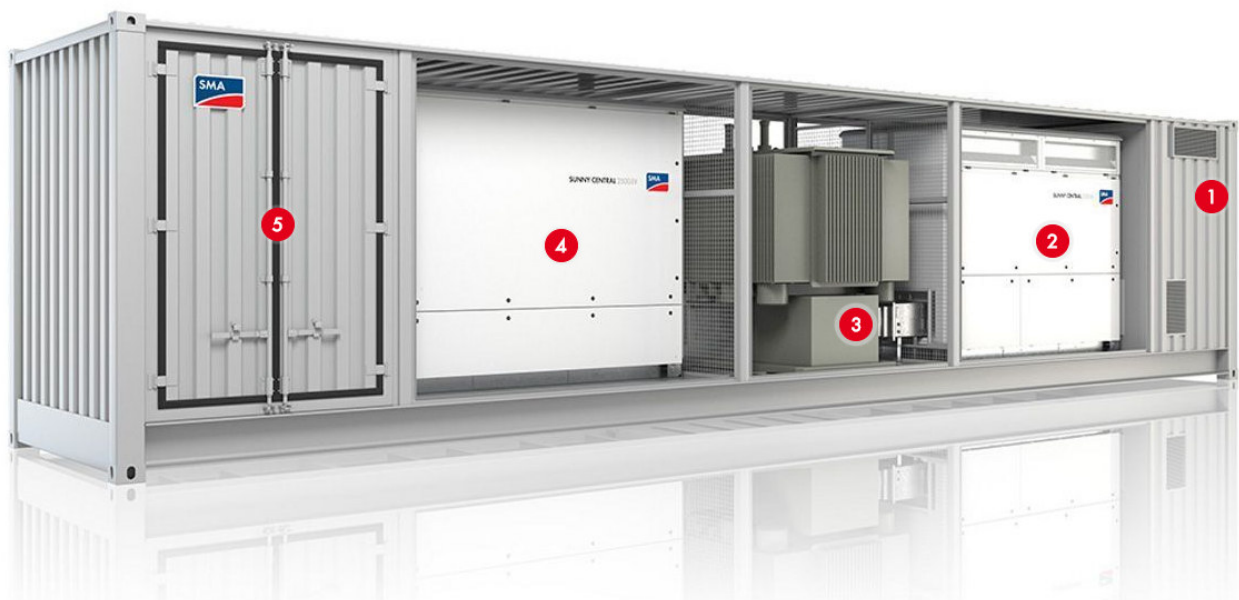


Figura 7: Esplosione del sistema containerizzato SMA

Con riferimento alla Figura 7, si può identificare:

- 1 Locale di distribuzione di BT:** I quadri di bassa tensione ubicati nel locale BT collegano gli inverter al relativo trasformatore elevatore. Ogni ingresso sarà dotato di un interruttore automatico o sezionatore con fusibili per garantire un'adeguata protezione dalle sovracorrenti.

- 2 e 4 Inverter da 2.500 kVA:** Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 28 inverter centralizzati di potenza nominale pari a 2.500 kVA distribuiti a coppie all'interno di ciascuna Power Station
I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed e in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Gli inverter saranno installati direttamente di testa sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Ogni inverter sarà identificato dalla sigla INV-X.Y, dove X indica la lettera della Power Station di riferimento e Y il numero progressivo dell'inverter in oggetto.
Gli inverter dovranno garantire:
 - Conformità alle normative europee di sicurezza e agli standard tecnici di riferimento, ai requisiti europei per i generatori ed alle regole tecniche per la connessione di utenti attivi;
 - Disponibilità di informazioni di allarme e monitoraggio del campo;
 - Funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
 - Funzionalità multi-MPPT su ingressi DC distinti;
 - Elevato rendimento globale, anche ad alte temperature di esercizio;
 - Bassa distorsione armonica;
 - Funzionalità di anti-islanding;
 - Funzionalità di controllo dell'isolamento sul lato DC;
 - Sezionamento del campo per attività di manutenzione;
 - Peso contenuto per consentirne la movimentazione da due operatori senza ausilio di mezzi di sollevamento.

- 3 Trasformatore MT/BT da 5.000 kVA:** All'interno di ciascuna Power Station sarà collocato il trasformatore di tensione necessario per l'immissione in rete dell'energia prodotta, fisicamente separato dalle altre apparecchiature elettriche ed installato in maniera tale da facilitare la dissipazione del calore prodotto. Tali trasformatori dovranno essere adatti per l'installazione in impianti fotovoltaici e saranno a doppio avvolgimento del tipo sigillato ermeticamente ed immerso in olio a base di esteri naturali biodegradabili con punto di infiammabilità e flash point superiore ai 300 °C (fluido di classe K) di cui alla presente relazione si allega la dichiarazione di conformità al DM 15 07 2014. La Power Station sarà equipaggiata con una vasca di raccolta olio integrata per il contenimento di eventuali perdite di fluido. La potenza complessiva sarà di circa 5 MVA con tensione lato MT 30 kV e tensione lato BT pari alla tensione nominale dell'inverter scelto. Il raffreddamento dei trasformatori avverrà mediante ventilazione forzata (KNAF).

- 5 Locale di distribuzione di Media Tensione:** All'interno del locale MT di ogni Power Station è prevista l'installazione di un quadro di media tensione 30 kV con il compito di collegare ogni sottocampo all'anello di Media Tensione della centrale. Il quadro è prefabbricato, di tipo conforme a EN 62271-200, con sistema tripolare incapsulato in un involucro metallico isolato in gas SF6 sigillato, a "tenuta d'arco interno", esente da manutenzione ed insensibile alle condizioni climatiche. Ogni quadro sarà composto da almeno 3 celle in modo da realizzare la connessione in entra-esci del relativo sottocampo alla linea ad anello MT dell'impianto.

L'elaborato [07] riporta i dettagli delle power-station

MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000



MVPS 4400-20 / MVPS 4950-20 / MVPS 5000-20 / MVPS 5500-20 / MVPS 6000-20

Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Walk-in control rooms
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 40-foot container

Flexible

- Global solution for international markets
- Numerous options
- Compatible with MVPS 2200 – MVPS 3000

MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000

Turnkey Solution for PV Power Plants

With the double power of the new robust central inverters, the Sunny Central or Sunny Central Storage, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. The solution is the ideal choice for new generation PV power plants operating at 1500 V_{DC}. Delivered pre-configured in a 40-foot container, the solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk.

Figura 8: Power station con quadro BT, trasformatore MT/BT e quadro MT integrati

5.1.5 Cavi di potenza MT e BT

La connessione delle apparecchiature dell'impianto fotovoltaico avverrà tramite linee in cavo in MT e BT. Tali cavi saranno dimensionati al fine di minimizzare le perdite di impianto ed installati con una soluzione direttamente interrata.

I cavi delle dorsali MT saranno cavi unipolari posati a trifoglio con conduttore in alluminio isolato in elastomero termoplastico ARP1H5E 18/30 kV aventi caratteristiche analoghe a quelli previsti per la realizzazione della connessione in MT con la Stazione di Elevazione 150/30 kV adiacente alla CP di "Lizzano" (vedi paragrafo 6.1).

Il cavo sarà opportunamente marcato con le indicazioni sulle caratteristiche tecniche principali: unipolare/tripolare; tensione nominale; anno di costruzione; marcatura metrica.

Per le linee in Bassa Tensione saranno utilizzati cavi unipolari e multipolari a bassa emissione di fumi opachi e gas tossici (limiti previsti dalla Norma CEI 20-38 con modalità di prova previste dalla Norma CEI 20-37) e assenza di gas corrosivi. In particolare, per i cavi in BT di connessione delle stringhe verranno impiegati cavi unipolari flessibili stagnati per collegamenti di impianti fotovoltaici.

Sarà in carico all'EPC la definizione finale degli elementi protettivi e delle tipologie di cavo in funzione del tipo di posa.

L'elaborato [09] riporta la planimetria del percorso dei cavi MT e BT e le relative sezioni di scavo;

5.1.6 Impianto di terra

Gli impianti di terra saranno progettati e realizzati in accordo a quanto specificato dalle Norme:

- CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata".
- CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua".
- CEI EN 50522 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata".

Ogni Power Station di sarà dotata di un sistema di terra composto da 4 picchetti di lunghezza non inferiore a 2,5 m collegati da un anello di corda di rame nudo di sezione non inferiore a 50 mm².

Al dispersore sono collegate le masse estranee, quali:

- griglie elettrosaldate di solette armate,
- struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici,
- griglie di recinzione, ecc.

In ciascuna Cabina/ tutte le terre sono portate ad un collettore di terra costituito da una barra in rame nudo di dimensioni 100x400x10 mm fissata ad uno dei muri della cabina mediante due isolatori.

La funzione di neutro (N) e quella di conduttore di protezione (PE) sono rigorosamente separate, e si hanno sempre conduttori di neutro (N) e di protezione (PE) distinti. Questa soluzione consente, ove necessario o possibile, l'impiego di protezioni di terra ad elevata sensibilità che garantiscono un elevato grado di sicurezza contro i rischi derivanti dai contatti indiretti, e riduce il rischio di disturbi al funzionamento degli apparati elettronici.

Per quanto attiene alle utenze BT, sono ammesse tutte le connessioni di terra mostrate schematicamente in Figura 9.

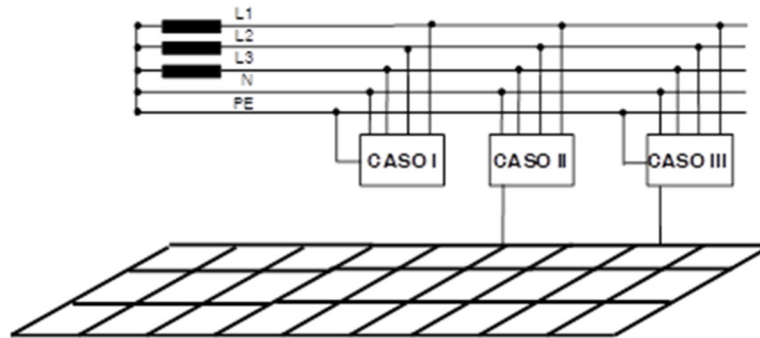


Figura 9: Sistema di terra in un sistema TN.

Il dimensionamento dei conduttori di neutro e protezione è realizzato in accordo alla Tabella 3.

Tabella 3 Sezioni minime dei conduttori di protezione (PE) e neutro (N).

Fase	Protezione (PE)	Neutro (N)
$S_F \leq 16 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = S_F$	$S_N = S_F$
$16 < S_F \leq 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$	$S_N \geq 16 \text{ mm}^2$ ^[1]
$S_F > 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = S_F / 2$	$S_N \geq 16 \text{ mm}^2$ ^[1]

Per linee in cavo il conduttore di protezione è uno dei conduttori del cavo (salvo ove non indicato diversamente). Gli interruttori di arrivo linea hanno protezione di neutro indipendente da quella di fase, con range di taratura pari al 50% di quello di fase.

L'elaborato [10] riporta la planimetria della rete di terra.

5.1.7 Impianto di protezioni contro i fulmini e sovratensioni

Per la progettazione del sistema di protezione contro i fulmini (Lightning Protection System – LPS), si farà riferimento alla famiglia di Norme CEI EN 62305-2, CEI 81-30 e CEI EN 62858.

Considerato che tutte le strutture di supporto sono metalliche e che le dimensioni delle cabine di trasformazione e conversione sono molto limitate, non si ritiene necessario la realizzazione di impianti di captazione esterni (LPS).

Al fine di proteggere l'impianto e le apparecchiature elettriche ed elettroniche ad esso collegate contro le sovratensioni di origine atmosferica (fulminazione indiretta) e le sovratensioni transitorie di manovra, verranno installati scaricatori di sovratensione su tutti i circuiti che presentano lunghezze significative, ed in particolare a protezione delle power station sugli arrivi dei cavi in corrente continua su ciascun inverter

Gli scaricatori per la sezione BT sono dimensionati in accordo alla famiglia di norme CEI EN 60664, "Coordinamento dell'isolamento per le apparecchiature nei sistemi in bassa tensione".

5.2 Opere strutturali

5.2.1 Allestimento cantiere

Per la realizzazione dell'impianto sarà necessario procedere con l'allestimento di un'area di cantiere e l'esecuzione di alcune opere strutturali accessorie al corretto funzionamento del generatore FV. Non si rendono necessarie grandi attività di movimentazione terra o di scavo.

Per l'accesso dei mezzi di cantiere si prevede di utilizzare l'accesso posto sulla Strada Provinciale SP123 sul lato sud dell'area a progetto.

L'area di cantiere sarà realizzata nella fascia di rispetto stradale a ridosso del punto di accesso all'impianto e la stessa area sarà anche predisposta per il deposito dei materiali e delle attrezzature. L'area di cantiere dovrà essere opportunamente delimitata con recinzione di altezza 2 m di tipo orso-grill, fissata a palette di acciaio su blocchi di fondazione in calcestruzzo posti a distanza di circa un 1 metro. L'area di cantiere sarà raggiungibile tramite un nuovo tracciato interno che sarà anche dedicato all'accesso al campo fotovoltaico.

L'accesso all'area di cantiere inoltre avverrà tramite un cancello di larghezza sufficiente a consentire la carrabilità dai mezzi impiegati. L'area sarà suddivisa in due zone rispettivamente per baraccamenti e deposito materiali/sosta mezzi, in modo da prevenire il rischio di investimento.

Tutti i mezzi che accederanno a tale area dovranno procedere a passo d'uomo e sostare nelle aree opportunamente segnalate e comunicate al momento dell'ingresso in cantiere. Poiché l'area prevista per il deposito dei materiali o la sosta dei mezzi di cantiere sarà priva di pavimentazione in asfalto/cemento, l'impresa dovrà realizzare una pavimentazione in spaccato di ghiaia previo scotico superficiale, al fine di agevolare le operazioni anche in seguito a piogge intense.

Al termine delle attività di cantiere verranno ripristinate le condizioni preesistenti tramite la rimozione dello strato di inerti.

Al fine di limitare lo svilupparsi di polveri al passaggio dei mezzi verranno adottate soluzioni quali mantenere umida l'area di transito dei mezzi pesanti e lavare con acqua gli pneumatici per preservare la viabilità pubblica da residui terrosi e sporcizia. Non si prevede l'illuminazione notturna dell'area di cantiere.

All'interno dell'area per il deposito dei materiali e la sosta dei veicoli, nei pressi dell'ingresso sarà realizzata una piazzola per il deposito dei rifiuti di cantiere (imballaggi, materiali di scarto, etc.), con la posa in opera di contenitori per la raccolta differenziata dei rifiuti ingombranti (carta e cartone, plastica, legno, etc.) e di cassonetti per la raccolta di rifiuti civili (organico, indifferenziato, vetro). L'impresa appaltatrice dovrà provvedere allo smaltimento di tali rifiuti prevedendo il conferimento alle pubbliche discariche a seconda della tipologia dello stesso.

A servizio degli addetti alle lavorazioni saranno previsti i seguenti baraccamenti, dimensionati ed equipaggiati tenendo conto del numero massimo di lavoratori contemporaneamente presenti in cantiere:

- ufficio direzione lavori, collocato in box prefabbricato;
- spogliatoi, collocati in locali aerati, illuminati, ben difesi dalle intemperie, riscaldati durante la stagione fredda, muniti di sedili e mantenuti in buone condizioni di pulizia.
- refettorio e locale ricovero, ben illuminati, aerati e riscaldati nella stagione fredda;
- bagni chimici.

Per l'alimentazione elettrica si prevederà l'utilizzo di un apposito generatore cofanato ed insonorizzato.

5.2.2 Attività di scavo

Non si prevedono consistenti attività di movimentazione terra né si rendono necessarie attività di livellamento od opere di regimentazione idraulica.

Le principali attività di scavo possono essere riassunte nelle seguenti voci:

- **Realizzazione viabilità interna.** Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna di nuova costruzione si realizzerà uno scotico superficiale con posa in opera di misto stabilizzato rullato con interposto uno strato di tessuto non tessuto.
- **Fondazioni cabine.** Si prevede la realizzazione di piani di posa per n° 5 Power Stations containerizzate.
- **Cavidotti.** Si prevedono lavori di scavo di profondità non superiore a 1,3 m con posa in opera dei cavi elettrici MT, BT e TLC. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da ottimizzare i percorsi cavi e le perdite di tensione.
- **Opere di mitigazione visiva.** Si prevede la piantumazione di filari arborei e di una singola siepe posti all'esterno della rete perimetrale.

5.2.3 Fondazione moduli

I moduli fotovoltaici previsti per il progetto avranno dimensioni indicative di 100x200x3,5 cm, disposti portrait 2V con 84, 56 o 28 moduli a seconda di quanto richiesto dall'ottimizzazione del layout, su inseguitori monoassiali a singolo azionamento con alimentazione autonoma.

L'insieme dei moduli FV e della struttura di supporto è imbullonato al palo di fondazione mediante un singolo montante in profilato d'acciaio. I pali di fondazione saranno del tipo a palo battuto o a vitone.

Come mostrato negli elaborati di progetto si è proceduto considerando uno "schema tipo" (Figura 10), che presenta caratteristiche tecnico-costruttive analoghe a quelle desumibili dai prodotti commerciali più comunemente utilizzati per impianti FV simili a quello in oggetto. L'interasse tra i plinti di sostegno delle strutture dipende dalla tipologia dal numero di moduli di ciascun portrait (28, 56 o 83), è stata assunto un distanziamento tra i portrait pari a 1 m, mentre l'interasse in direzione Est-Ovest tra file distinte di inseguitori è di 9,0 m.

Sul palo centrale viene ancorato il gruppo motore al quale viene accoppiata la trave corrente mediante un apposito cuscinetto, al fine di garantire la rotazione della struttura secondo un'asse longitudinale. L'angolo meccanico di rotazione massima ammesso dalla struttura è $\pm 60^\circ$, ma in considerazione delle specifiche caratteristiche dell'impianto difficilmente si prevede una rotazione superiore ai 50° con logica di back-tracking.

L'altezza della struttura nel suo complesso è di circa 2,2 m in posizione di riposo (orizzontale) e si prevede che all'estremo angolo di rotazione non si raggiunga un'altezza superiore a 3,7 metri.

L'acciaio utilizzato per le strutture metalliche sarà del tipo zincato a caldo secondo UNI-EN-ISO 14713.

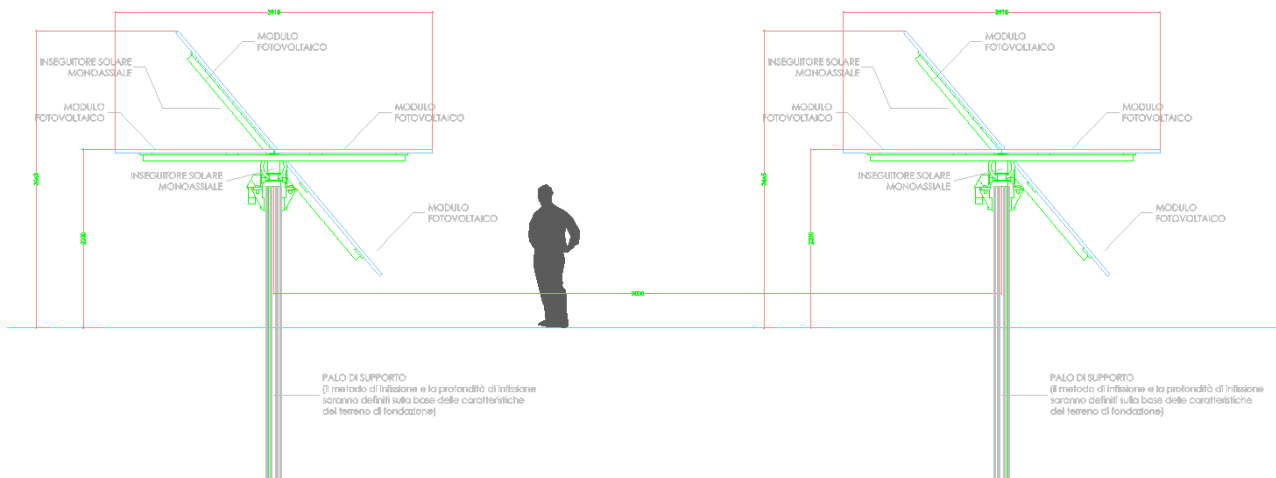


Figura 10: Sezione trasversale inseguitori monoassiali

5.2.4 Attività di scavo

Non si prevedono consistenti attività di movimentazione terra né si rendono necessarie attività di livellamento od opere di regimentazione idraulica.

Le principali attività di scavo possono essere riassunte nelle seguenti voci:

- Realizzazione viabilità interna. Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna di nuova costruzione si realizzerà uno scotico superficiale con posa in opera di misto stabilizzato rullato con interposto uno strato di tessuto non tessuto.
- Fondazioni cabine. Si prevede la realizzazione di piani di posa per n°5 Power Stations containerizzate.
- Cavidotti. Si prevedono lavori di scavo di profondità non superiore a 1,3 m con posa in opera dei cavi elettrici MT, BT e TLC. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da ottimizzare i percorsi cavi e le perdite di tensione.
- Opere di mitigazione visiva. Si prevede la piantumazione di filari arborei e di una singola siepe posti all'esterno della rete perimetrale.

5.2.5 Recinzione perimetrale

A delimitazione dell'area di impianto è prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale costituita da rete a maglia quadrata di altezza pari a 2,5 m con rivestimento polivinilico, sorretta da montante a terra in acciaio zincato, semplicemente infisso nel terreno ogni 2,5 metri circa. L'intera recinzione verrà mantenuta a una distanza da terra di circa 20 cm per permettere il libero passaggio agli animali selvatici di piccola taglia. Come buona norma è stata prevista una fascia di rispetto interna di circa 5 m nella quale non verranno posizionati gli inseguitori, funzionale alla viabilità interna e alla prevenzione degli ombreggiamenti.

Ad integrazione della recinzione è prevista l'installazione di un cancello carrabile sia sul lato Nord che sul lato Sud, per garantire l'accesso all'impianto.

L'elaborato [06] riporta i dettagli della recinzione e dei varchi di accesso.

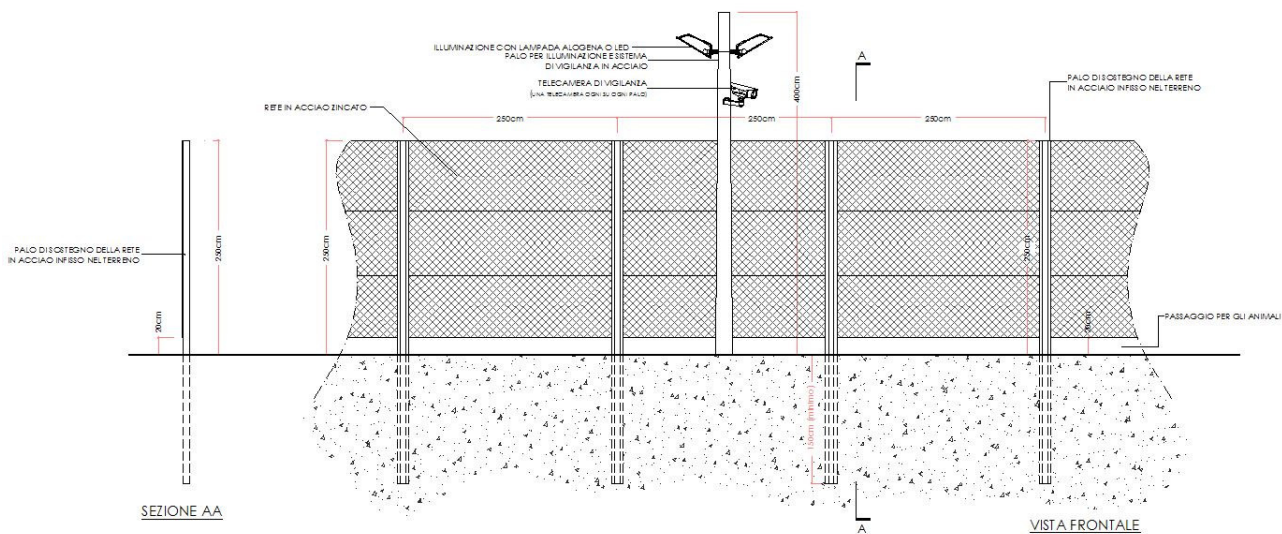


Figura 11: Dettaglio frontale della recinzione perimetrale.

5.2.6 Viabilità di servizio

Si prevede la realizzazione di una strada di larghezza pari a 4,5 m lungo l'intero perimetro interno all'area di impianto, per garantire l'accesso alle cabine ed agevolare le attività periodiche di manutenzione ed ispezione della recinzione. La lunghezza complessiva dei percorsi carrabili interni sarà pari a circa 8.950 metri.

Le opere viarie saranno costituite da uno scotico superficiale con la stesura di un misto stabilizzato rullato con interposto uno strato di tessuto non tessuto.

L'elaborato [04] descrive la viabilità interna e le sezioni del pacchetto stradale;

5.3 Sistemi ausiliari

5.3.1 Sistema di monitoraggio e telecontrollo

Al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo, per:

- rilevare e segnalare tempestivamente condizioni di guasto o anomalie che richiedono l'intervento da parte di operatori di manutenzione;
- costituire basi di dati che consentano di individuare trend, opportunità di intervento, tecniche di ottimizzazione finalizzate al mantenimento e al miglioramento dell'efficienza dell'impianto;
- rendere disponibili all'operatore, localmente e in remoto, tutte le informazioni in tempo reale o richiamandole da registrazioni;
- rendere disponibile, tramite web server, una selezione di dati real time e presentazioni di storici ed elaborazioni cui sia possibile accedere tramite internet con il semplice utilizzo di un browser;
- coordinare i dispositivi in campo al fine di rispettare i limiti di potenza in immissione e rendere l'impianto conforme con le più recenti disposizioni tecniche.

Il sistema sarà connesso a diversi dispositivi e riceverà informazioni:

- di produzione dagli apparati di conversione;
- su grandezze elettriche (tensioni, correnti, potenze) dal campo fotovoltaico;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Per il generatore fotovoltaico sarà realizzato un sistema di monitoraggio in grado di rilevare dal campo i parametri utili per un capillare controllo dello stato di efficienza e del regolare funzionamento degli elementi costituenti il generatore stesso. Il sistema sarà integrato con le nuove funzionalità di monitoraggio rese disponibili dagli inverter di ultima generazione, al fine di effettuare un completo monitoraggio fino a livello di stringa.

I dati così rilevati saranno inviati ai singoli RTU e quindi elaborati dal sistema SCADA, con interfacce di tipo sinottico a multilivello. Oltre a queste funzioni base lo SCADA si occuperà della gestione degli allarmi e valutazione della non perfetta funzionalità dell'impianto.

I dati rilevati verranno salvati in appositi database e sarà possibile la visualizzazione da remoto mediante interfaccia web.

Sarà inoltre presente un sistema completo per il controllo e regolazione definito "plant controller".

Per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio e telecontrollo saranno utilizzati cavi in rame per la comunicazione su brevi distanze e cavi in fibra ottica per consentire un efficace comunicazione su grandi distanze, o nel caso in cui sia necessaria un'elevata banda passante.

Una postazione di interfaccia del sistema di monitoraggio e telecontrollo sarà posizionata in apposito locale all'interno della cabina adibita a locale tecnico, ubicata nella stazione di Step-Up.

5.3.2 Sistema di illuminazione esterna

Alcune aree di impianto verranno illuminate in periodo notturno soltanto in caso di rilevamento di un tentativo di intrusione al sito e per permettere un sicuro accesso da parte del personale di impianto. In particolare, lungo il perimetro del sito è prevista la realizzazione di un impianto di illuminazione costituito da proiettori a LED installati su pali di altezza 4m fuori terra. Tali corpi illuminanti saranno alimentati da specifica linea elettrica prevista come carico ausiliario da cabina di consegna.

L'elaborato [06] riporta i dettagli del sistema di illuminazione.

I corpi illuminanti dovranno rispettare i requisiti richiesti dalla Legge Regionale n°15/05 e Regolamento Regionale n°13/06 nei quali si fa riferimento alle seguenti caratteristiche:

- **Risparmio energetico:** fari e lampade a LED risultano essere i dispositivi di illuminazione con il più basso consumo energetico a parità di prestazioni;
- **Elevata efficienza luminosa:** le lampade a LED, oggi, raggiungono valori di efficienza luminosa superiore a 100 lm/W e un indice di resa cromatica superiore a 70.

Il fascio luminoso sia in termini di apertura che di posizionamento del corpo illuminante sarà tale da essere indirizzato verso il basso in modo da limitare l'inquinamento luminoso.

L'impianto di illuminazione esterna, così come da progetto, è in linea con le direttive imposte dalla Legge Regionale n.15 del 23 novembre 2005 della Regione Puglia in tema di "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico" e relativo Regolamento Regionale n.13 del 22 agosto 2006 della Regione Puglia. Essenzialmente si riscontra che:

- La tipologia e modalità di installazione dei corpi illuminanti non genera inquinamento luminoso;
- L'utilizzo di fari LED contribuisce ad una riduzione dei consumi energetici, se equipariamo le prestazioni con lampade ad incandescenza, alogene, a vapori di sodio;
- Gli stessi fari LED sono, ad oggi, la migliore soluzione tecnologica in termini di efficienza luminosa;
- L'azionamento del sistema di illuminazione solo per allarme di antintrusione, o per motivi di sicurezza, produce a sua volta:
 - o Ulteriore risparmio energetico in quanto l'impianto potrebbe essere inattivo per molte ore, o anche per l'intero arco notturno;
 - o Eliminazione totale di qualsiasi forma, anche la più irrilevante, di inquinamento luminoso, in ragione di quanto indicato al punto precedente.

5.3.3 Sistema di sicurezza e antintrusione

Il sistema di sicurezza e antintrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio dell'area occupata dalla centrale fotovoltaica.

Il sistema impiegato si basa sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti vandalici o furti nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

La principale modalità di protezione messa in atto consiste nel creare una barriera protettiva perimetrale lungo la recinzione che prevede la rilevazione di eventuali effrazioni della stessa. Abbinata a quest'ultima sarà presente un sistema di video sorveglianza perimetrale TVCC, con copertura video di tutto il perimetro mediante telecamere con sistema "motion detection" e infrarossi.

Una centrale di supervisione locale, posizionata nella cabina adibita a locale tecnico, provvederà a:

- registrare localmente gli eventi su supporto informatico,
- inviare gli allarmi ad un istituto di vigilanza convenzionato,
- inviare su rete Internet le registrazioni degli eventi per registrazione su server remoto.

Tutti i sistemi saranno conformi alle normative vigenti e in particolare alle normative relative alla garanzia della riservatezza della privacy.

L'elaborato [06] riporta i dettagli del sistema anti-intrusione

5.3.4 Misure di irraggiamento e performance di impianto

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

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

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, ottima resistenza agli agenti ambientali.

I dati ambientali monitorati saranno principalmente:

- misura di irraggiamento;
- temperatura ambiente;
- velocità e direzione del vento;
- temperatura dei moduli FV.

Poiché l'impianto fotovoltaico risulta installato in un'area di ampia estensione, sarà opportuno misurare contemporaneamente l'irraggiamento con più sensori adeguatamente dislocati tra i vari sottocampi e assumere la media delle misurazioni attendibili come valore di riferimento di irradianza.

La misura sarà effettuata con un sensore solare che può adottare differenti principi di funzionamento. A questo scopo, sono usualmente utilizzati il sensore a termopila (o piranometro) e il solarimetro ad effetto fotovoltaico (chiamato anche PV reference solar device, vedi la Norma CEI EN 60904-4).

Il solarimetro sarà posizionato in condizioni di non ombreggiamento provocato dalla presenza di ostacoli vicini.

La temperatura della cella fotovoltaica sarà determinata mediante misura diretta con un sensore a contatto (termoresistivo o a termocoppia) applicato sul retro del modulo.

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (Performance Ratio) indicato nella Norma CEI EN 61724. Tale indice evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alla temperatura dei moduli, al rendimento di conversione dell'inverter, alle perdite nel BOS, alle inefficienze o guasti dei componenti, ai fuori servizi di impianto.

Si definisce il PRe come segue:

$$Pre = Eca / Eca_producibile_ (Hi, Pn, Tcel)$$

dove, $Eca_producibile_ (Hi, Pn, Tcel)$ è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli (Hi), della potenza nominale dell'impianto (Pn) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica ($Tcel$).

In linea generale, un valore di PR superiore a 0,8 è indice di un buon funzionamento dell'impianto FV.

6. Impianto di utenza per la connessione

6.1 Elettrodotto 30 kV Calapricello – Stazione di Elevazione “Step-Up”

Il collegamento tra l’impianto di generazione fotovoltaica “Calapricello” e la Stazione di Elevazione 150/30 kV sarà realizzato mediante un cavidotto interrato a 30 kV della lunghezza complessiva di circa 3.900 m con quattro terne di cavi unipolari posati a trifoglio con conduttore in alluminio isolato in elastomero termoplastico ARP1H5E 18/30 kV aventi una sezione di 630 mm².

Le modalità di posa sono riportate in Figura 12.

Le caratteristiche del cavo sono riportate in Figura 13 e Figura 14.

Lungo il cavidotto saranno anche installati cavi di comunicazione in F.O.

Il tracciato del cavidotto è sinteticamente rappresentato in Figura 15 e dettagliato nell’elaborato [08]. Il tracciato dell’elettrodotto è realizzato per l’intera sua lunghezza al di sotto di strade asfaltate, minimizzando in questo modo l’impatto ambientale e semplificando l’iter autorizzativo e realizzativo.

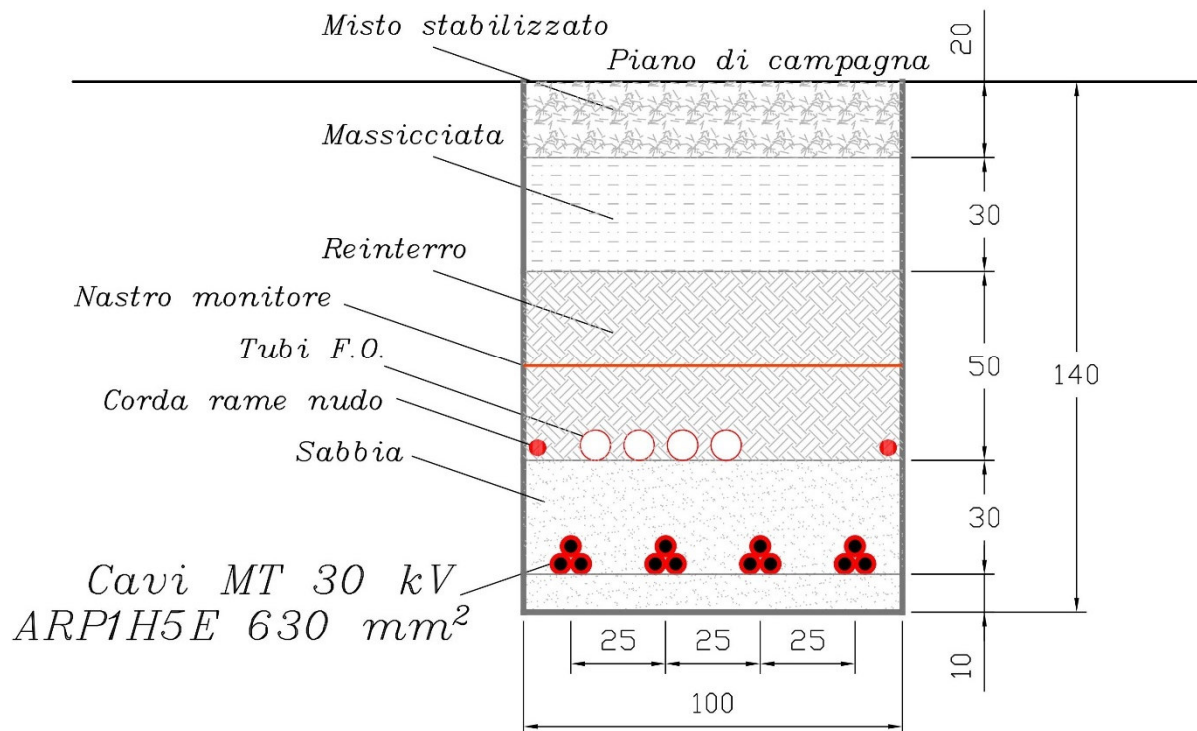


Figura 12: Tipico di posa del cavidotto MT 30 kV

ARP1H5E P-Laser



Unipolare 12/20 kV a 18/30 kV
Single core 12/20 kV a 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 in elastomero termoplastico (qualità HPTE)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(R_{max} 3 Ω /Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARP1H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Temperatura di sovraccarico massima 140°C

Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100

N.B. 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

Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied (R_{max} 3 Ω /Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARP1H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

Overload maximum temperature 140°C

K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100

N.B. According to 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)



Condizioni di posa / Laying conditions



Figura 13: Caratteristiche del cavo ARP1H5E 30 kV 1/2

ARP1H5E P-Laser

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV e 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	18,0	25	520	350
70	9,7	19,1	26	590	370
95	11,4	20,6	28	690	400
120	12,9	22,1	29	810	410
150	14,0	23,4	31	910	440
185	15,8	25,6	33	1070	470
240	18,2	27,8	35	1280	490
300	20,8	31,0	39	1530	550
400	23,8	34,2	42	1890	590
500	26,7	37,1	45	2280	630
630	30,5	41,5	50	2830	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	196	182	136
70	244	224	167
95	298	268	200
120	345	306	228
150	390	341	255
185	451	387	289
240	536	450	336
300	620	509	380
400	726	583	435
500	846	665	495
630	985	756	565

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	24,8	32	800	450
70	9,7	25,1	32	850	450
95	11,4	26,0	33	940	470
120	12,9	26,9	34	1020	480
150	14,0	27,6	35	1110	490
185	15,8	29,0	37	1250	520
240	18,2	31,4	39	1480	550
300	20,8	34,6	43	1760	610
400	23,8	37,8	46	2140	650
500	26,7	40,9	49	2560	690
630	30,5	45,5	54	3150	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	197	180	134
70	246	221	165
95	299	265	198
120	346	303	226
150	391	339	253
185	451	385	287
240	534	447	334
300	618	506	378
400	723	580	433
500	840	661	494
630	978	752	562

Cavi posati a trifoglio / Cables laying in trefoil formation

numero di terne nello stesso strato									
number 3 core units in the same layer									
2		3			4				
T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
RS	SR	RS	SR	RS	RS	SR	RS	SR	RS

Cavi tripolari (o terne di cavi unipolari a trifoglio) posati in terra / Three core buried cables (or 3 core systems in trefoil formation)

distanza tra cavi o terne (in orizzontale)	numero di cavi o terne (in orizzontale)			
distance between cables or systems (horizontally) (cm)	2	3	4	6
7	0,84	0,74	0,67	0,60
25	0,86	0,78	0,74	0,69

Figura 14: Caratteristiche del cavo ARP1H5E 30 kV 2/2

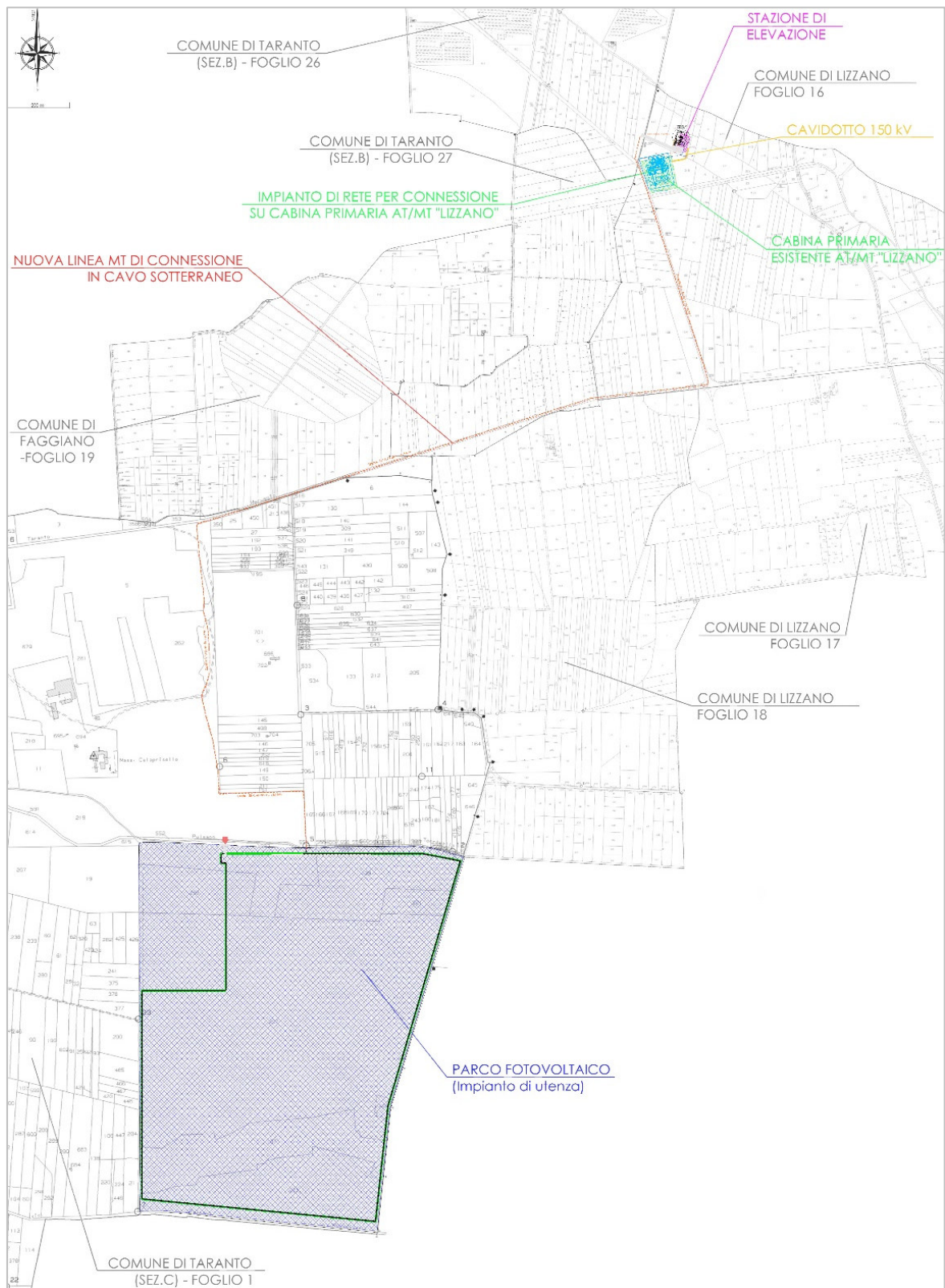


Figura 15: Tracciato del cavidotto a 30 kV (in arancio) da "Calapricello" a Stazione di Elevazione

6.2 Stazione di Elevazione “Step-Up” 150/30 kV

La Stazione di Elevazione Utente 150/30 kV verrà realizzata in adiacenza alla CP “Lizzano” secondo quanto dettagliato negli elaborati [17].

La stazione di trasformazione è costituita da:

- Stallo AT a 150 kV collegato al cavidotto in arrivo alla CP “Lizzano”
- Un trasformatore AT/MT da 65/75 MVA ONAN/ONAF
- Locale MT a 30 kV con quadro principale distribuzione e trasformatore servizi ausiliari
- Locale BT, locale gruppo elettrogeno e locale Misure,
- Locale TLC

La Figura 16 riporta la disposizione elettromeccanica della Stazione di Trasformazione con indicazione delle fasce di rispetto per il carico di incendio del trasformatore AT/MT.

Stazione Step-Up

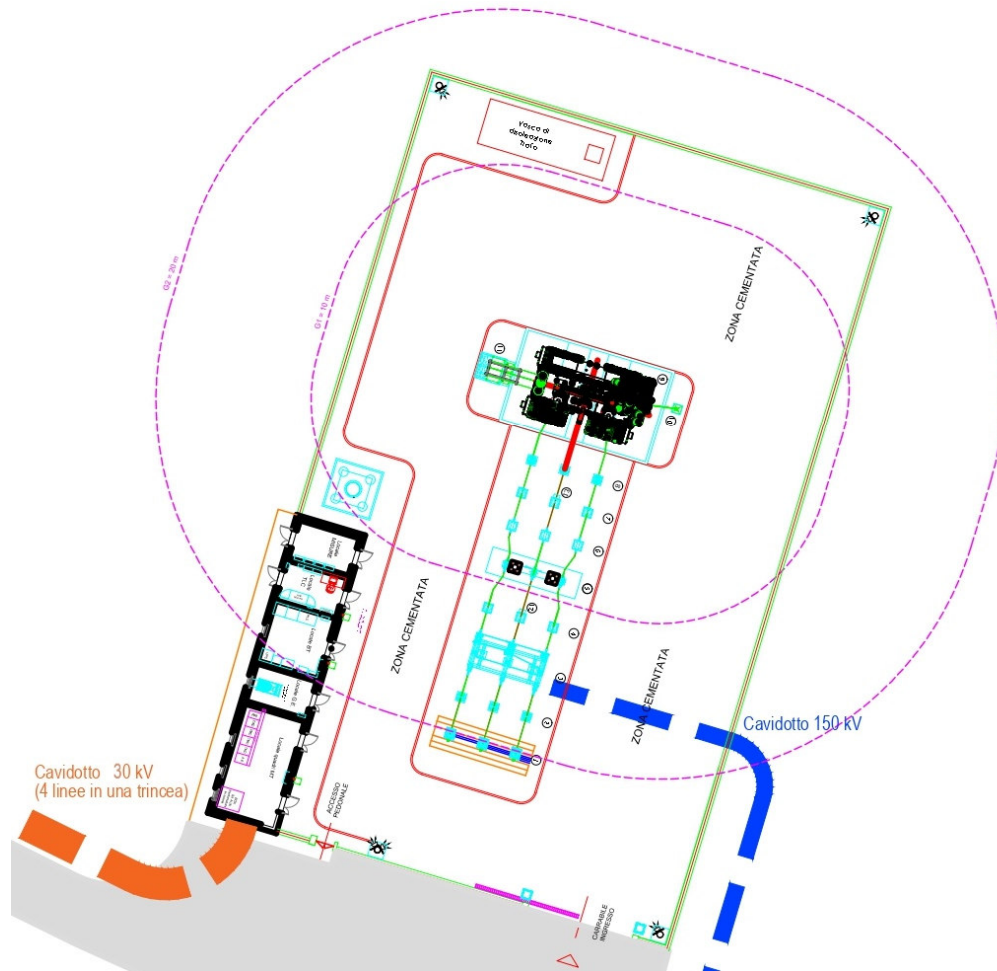


Figura 16: Disposizione elettromeccanica Stazione di Trasformazione Step-Up 150/30 kV

Le apparecchiature installate saranno le seguenti:

- **Sezione AT 150 kV**
 - Terna di cavi unipolari interrata a 150 kV in arrivo da CP "Lizzano"
 - N°3 terminali AT in arrivo linea per il cavo di collegamento con CP "Lizzano"
 - N°1 Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato con lame di messa a terra
 - N°1 Interruttore tripolare a 170 kV
 - N°3 Trasformatori di Corrente a 170 kV
 - N°3 Trasformatori di Tensione induttivi a 170 kV
 - N°3 Scaricatori con conta scariche
 - N°1 Trasformatore di Potenza ONAN/ONAF 65/75 MVA YNd11 150±10x1,25%/30 kV
- **Sezione MT 30 kV**

- Quadri MT isolati in gas fino a 36 kV con i seguenti scomparti:
 - N°2 scomparti interruttore in arrivo dal trasformatore AT/MT
 - N°1 scomparto “partenza trasformatore S.A.”
 - N°1 scomparto per TV di sbarra
 - N°4 scomparti per le dorsali
- Trasformatore Servizi Ausiliari 30/0,4 kV 100 kVA
- Cavi MT a 30 kV
 - Collegamento interrato tra Trasformatore 150/30 kV e locale MT
 - Distribuzione interna al locale MT
 - Cavidotto interrato in uscita verso impianto di produzione
- **Sezione BT 400 V**
 - Gruppo elettrogeno di emergenza 15 kVA 400 V
 - Quadri BT sistemi ausiliari
 - Distribuzione in BT, Forza Motrice, Illuminazione etc.
 - Gruppi misura AT ed MT
 - Batterie/UPS per alimentazione sistemi di emergenza
- **Sezione TLC**
 - Apparati di monitoraggio, supervisione e controllo
 - Sistemi di comunicazione

Nelle pagine seguenti sono riportati alcuni esempi di utili a identificare la tipologia di apparecchiature installate nella sezione in AT.

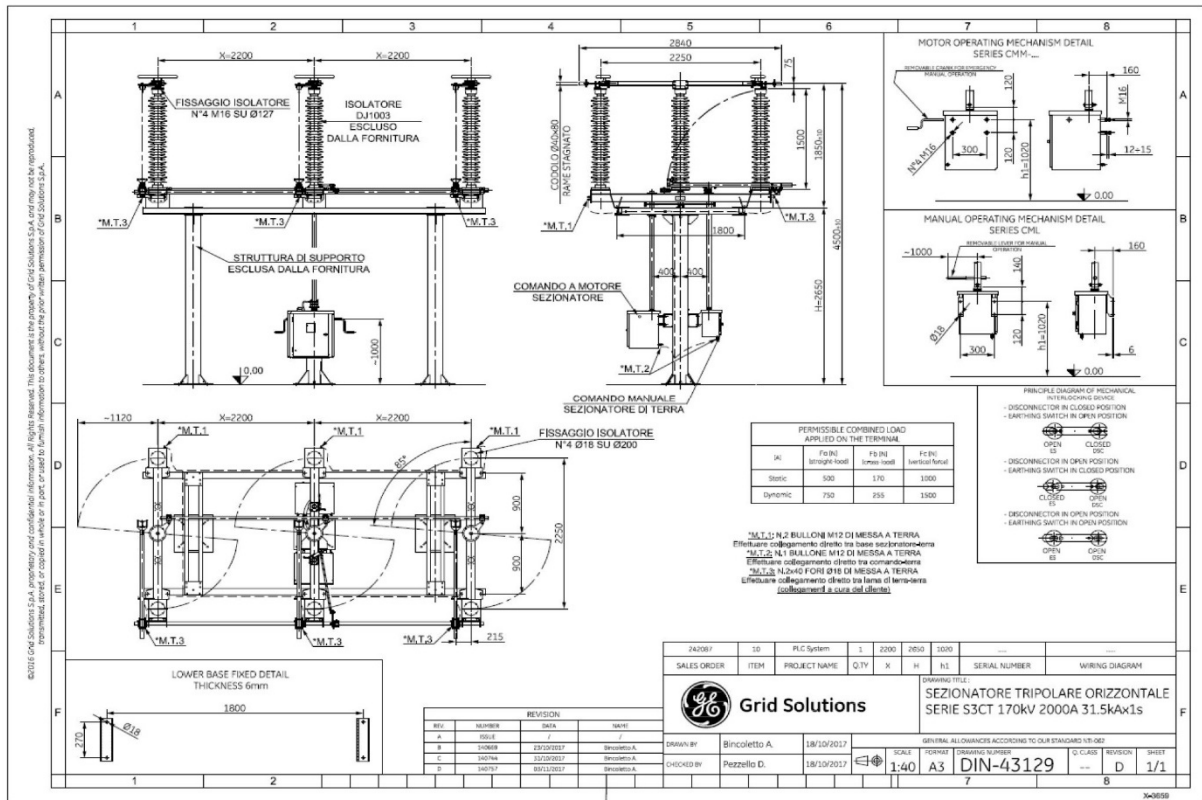


Figura 17: Sezionatore tripolare

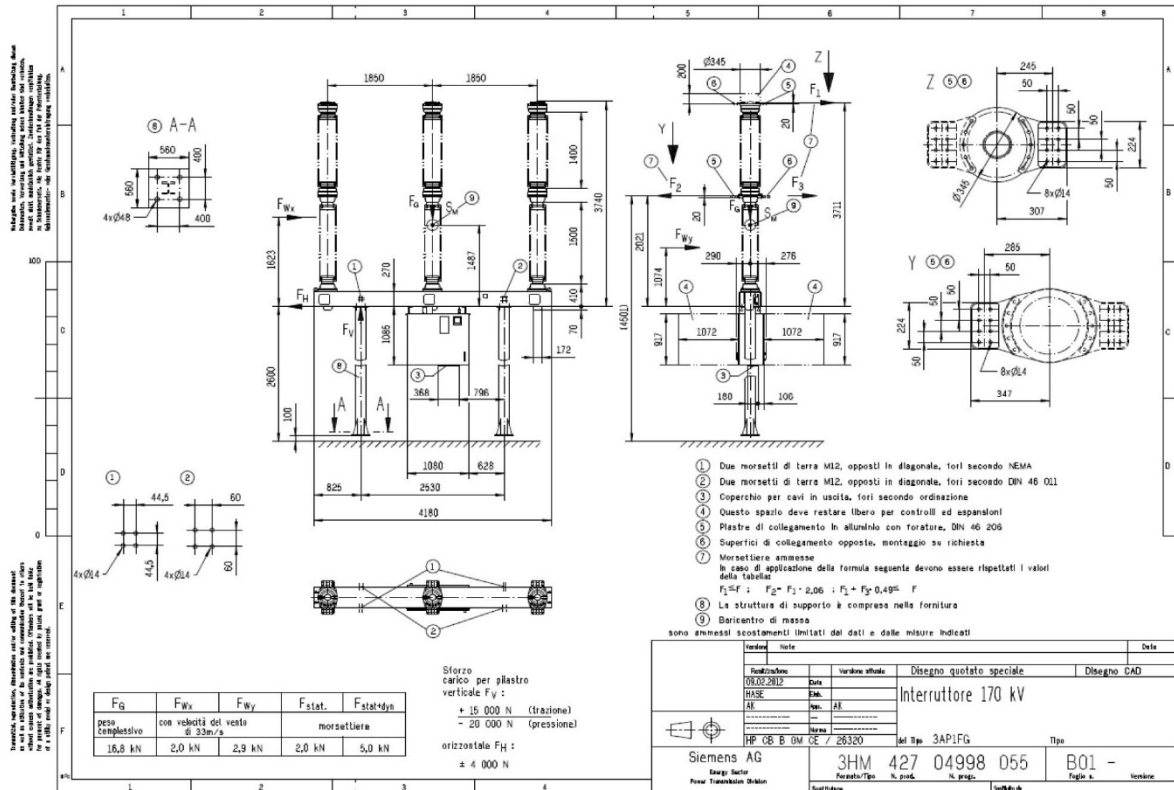


Figura 18: Interruttore tripolare 170 kV

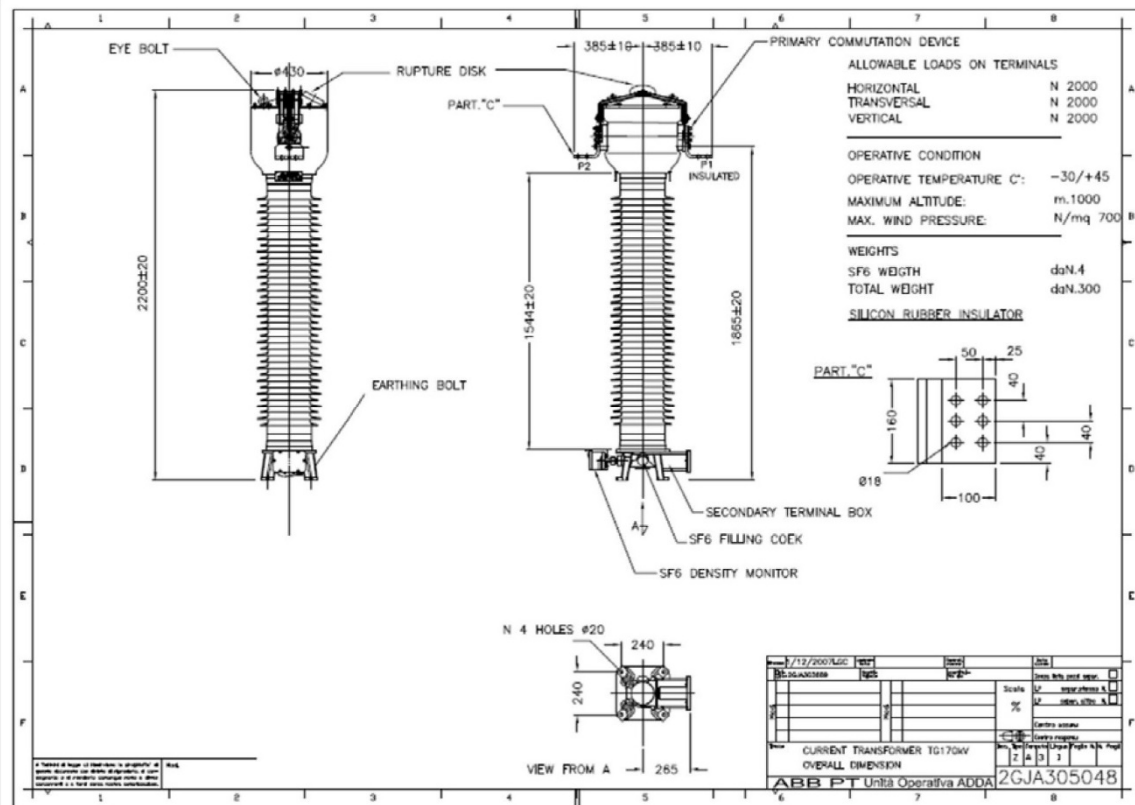


Figura 19: Trasformatore di corrente

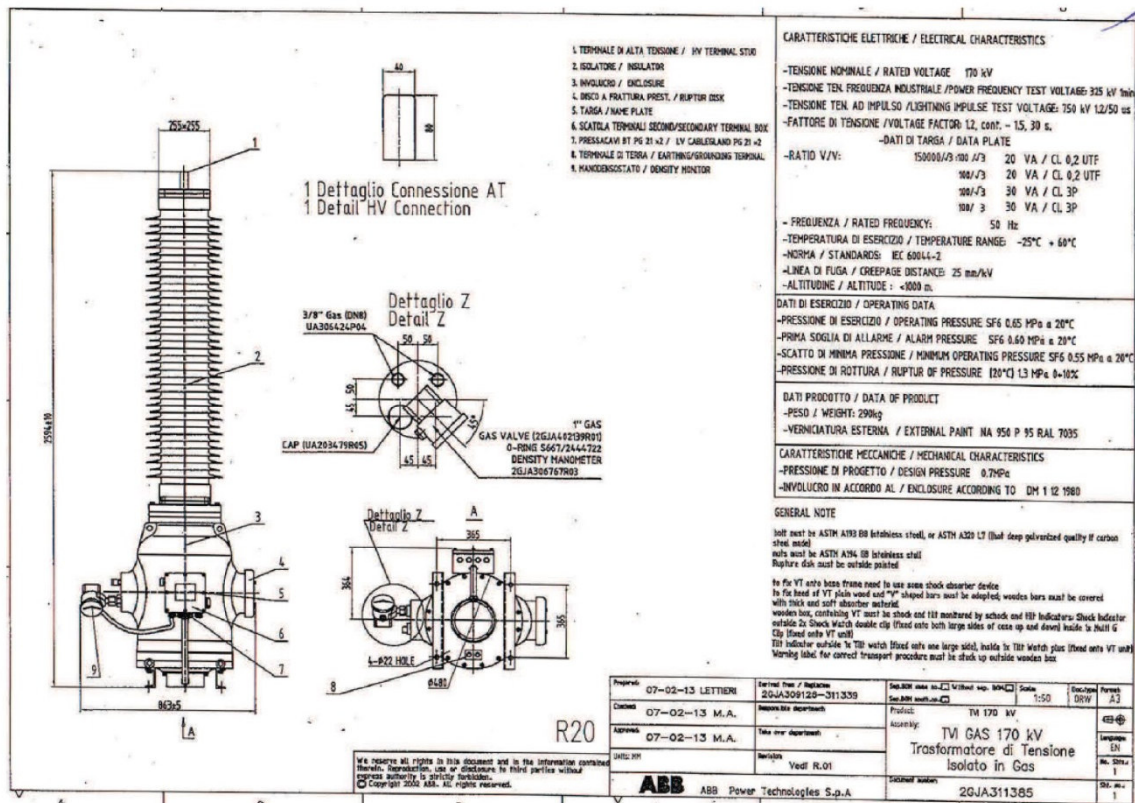


Figura 20: Trasformatore di tensione induttivo

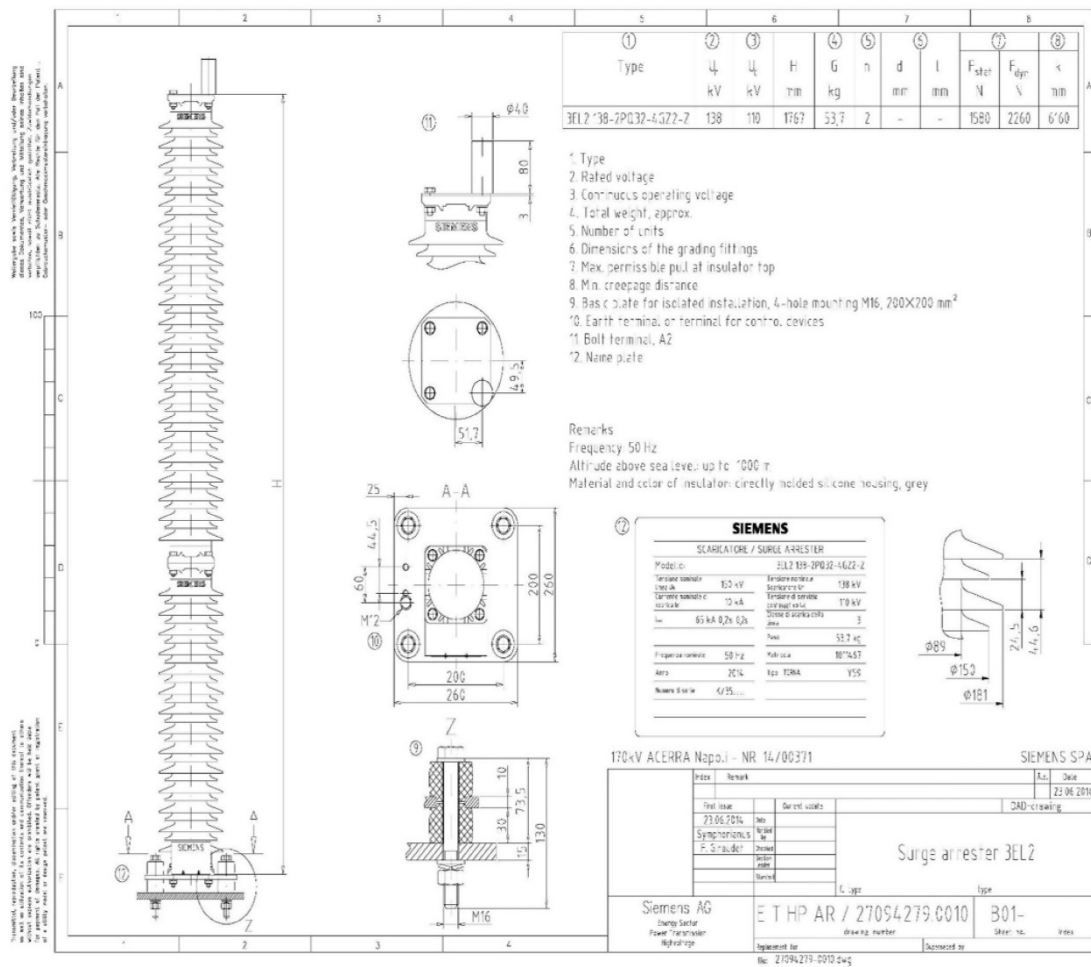


Figura 21: Scaricatori

6.3 Cavidotto a 150 kV da Stazione di Elevazione a CP "Lizzano"

Il collegamento tra la Stazione di Elevazione Step-Up 150/30 kV di REN.152 e l'impianto di rete per la connessione di e-distribuzione sito all'interno del CP "Lizzano" sarà realizzato mediante un cavidotto interrato a 150 kV della lunghezza complessiva di circa 90 m con una terna di cavi in alluminio isolato in polietilene ARE4H1H5E 87/150 kV codice unificato ENEL DJ4577 della sezione di 630 mm².

Le modalità di posa sono riportate in Figura 22

Le caratteristiche del cavo sono riportate in Figura 23 e Figura 24.

Il tracciato del cavidotto è sinteticamente rappresentato in Figura 25 e dettagliato negli elaborati [17].

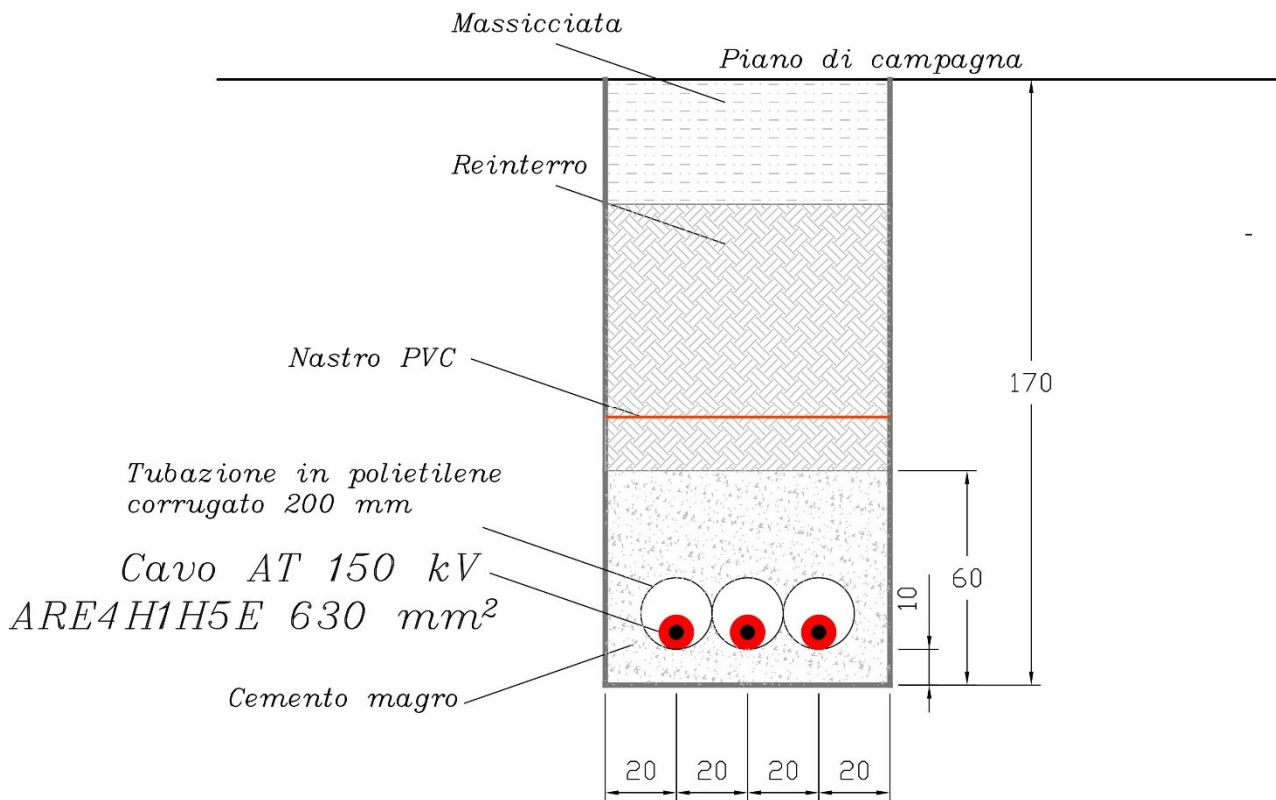


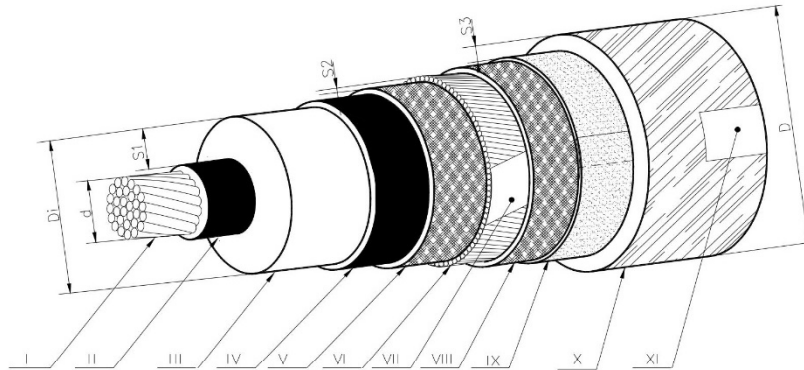
Figura 22: Tipico modalità di posa cavo 150 kV



**CAVI IN ALLUMINIO ISOLATI CON POLIETILENE RETICOLATO
PER SISTEMI CON TENSIONE MASSIMA Um 170 Kv
SIGLA: ARE4H1H5E 87/150 kV**

DC 4597

Febbraio 2005
Ed. I - Pag. 2/3



- I - Conduttore II - Strato semiconduttore III - Isolante IV - Strato semiconduttore V - Nastro igroespandente
VI - Schermo a fili di rame VII - Nastro equalizzatore VIII - Nastro igroespandente (eventuale)
IX - Nastro di alluminio incollato a polietilene X - Guaina termoplastica XI - Stampigliatura

PROSPETTO 1 - CARATTERISTICHE DEI CAVI

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Matricola	Tipo	Sezione del conduttore (mm ²)	Sezione schermo (mm ²)	Resist. elettrica a 20° C		Materiale guaina esterna	Massa (indicativa) (kg/m)	PORTATE (1) per posa interrata cavi disposti:		Corrente termica di corto circuito (2)	
				conduttore massima (Ω/km)	schermo massima (Ω/km)			a trifoglio (A)	in piano (A) (3)	conduttore (kA)	schermo (kA)
	DC 4597/1	630	(*)	0,0469	0,216	PE	7,1	690	720	80	20,0
	DC 4597/2	1000	(*)	0,0291	0,216	PE	8,9	870	910	120	20,0
	DC 4597/3	1600	(*)	0,0186	0,216	PE	11,3	1050	1110	200	20,0

(*) Lo schermo può essere realizzato con:

- fili di rame + tubo di alluminio
- solo in tubo di alluminio

In entrambi i casi la sezione deve essere tale da rispondere alle caratteristiche di uno schermo realizzato in fili di rame di sez. pari a 85 mm², tenendo conto anche dei dati riportati nelle colonne 6 e 12.

(1) I valori di portata valgono in regime permanente per tre cavi posati nelle condizioni indicate nel prospetto e schermi collegati con il sistema "cross bonding", temperatura del conduttore non superiore a 90 °C ed inoltre, per posa direttamente interrata: profondità di posa 1,20 m, temperatura del terreno 20 °C, resistività termica del terreno 1 °C•m/W. Nella disposizione a trifoglio i cavi sono a contatto, nella disposizione in piano la distanza fra le generatrici affacciate è 50 mm.


(2) I valori della corrente termica di corto circuito valgono nelle seguenti condizioni: durata del corto circuito 0,5 s; temperatura iniziale dei conduttori pari alla temperatura massima ammissibile in regime permanente (90 °C); temperatura finale dei conduttori 250 °C; temperatura iniziale degli schermi 80 °C; temperatura finale degli schermi 250 °C.

(3) La trasposizione completa viene effettuata ogni 3 pezzature.

Esempio di descrizione ridotta:

CAV AT I x x x x x ARE4H1H5E GUAIN PE

Figura 23: Caratteristiche cavo 150 kV datasheet 1/2

			CAVI IN ALLUMINIO ISOLATI CON POLIETILENE RETICOLATO PER SISTEMI CON TENSIONE MASSIMA Um 170 Kv SIGLA: ARE4H1H5E 87/150 kV						DC 4597 Febbraio 2005 Ed. I - Pag. 3/3		
PROSPETTO 2 - CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEI CAVI											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caratteristiche del conduttore			Spessore	Spessore isolante e semiconduttore interno		Diametro sull' isolante		Spessore nastro di alluminio	Spessore guaina est.	Diametro esterno	
Sezione	Numero fili	Diametro d	medio isol. S			Di		S2	S3	D	
nominale (mm ²)	minimo (n)	(mm)	min (mm)	min (mm)	max (mm)	min (mm)	max (mm)	(mm)	medio min (mm)	min (mm)	max (mm)
(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)

Nel PROSPETTO 1 sono riportati i valori delle caratteristiche di progetto dei cavi, che sono vincolanti per tutti i costruttori
Nel PROSPETTO 2 sono riportate le caratteristiche costruttive di cui ogni Costruttore deve fornire i relativi valori (*) per ciascuno dei tipi di cavo indicati nel prospetto 1

1. TENSIONE NOMINALE
Uo/U = 87/150 kV, per sistemi con tensione massima Um = 170 kV

2. PRESCRIZIONI COSTRUTTIVE
 Conduttore di alluminio a corda rigida rotonda compatta, tamponata;
Strato semiconduttore estruso sul conduttore, con eventuale fasciatura semiconduttiva sul conduttore;
 Isolante polietilene reticolato;
Strato semiconduttore estruso sopra l'isolante;
Tamponamento longitudinale all'acqua con nastro igroespandente;
Schermo: a fili di rame ricotto non stagnati, disposti secondo un elica unidirezionale con eventuale nastro equalizzatore di rame non stagnato e nastro di alluminio incollato alla guaina in PE (vedi figura in pag.1), oppure schermo in tubo di alluminio di adeguata sezione.
Eventuale tamponamento longitudinale all'acqua con nastro igroespandente;
Tamponamento radiale all'acqua con nastro di alluminio longitudinale;
Rivestimento protettivo: guaina di PE nera debolmente conduttiva (è ammesso l'uso di grafite o guaina semiconduttiva sovraestrusa), ovvero su specifica richiesta (per installazioni in aria al fine di evitare il propagarsi della fiamma) guaina di PVC nera debolmente conduttiva (è ammesso l'uso di grafite o guaina semiconduttiva sovraestrusa).

Le soluzioni costruttive indicate nel disegno di pagina 2 e nei punti precedenti sono da ritenersi indicative, possono essere prese in considerazione, con preventiva approvazione da parte ENEL, soluzioni alternative proposte dal Costruttore comunque di tipo "Dry Design".

3. STAMPIGLIATURE
Sulla guaina esterna deve essere riportata per impressione in rilievo una stampigliatura ripetuta almeno ogni metro contenente, nell'ordine indicato, le seguenti iscrizioni:
 La sigla di proprietà seguita da:
 - la sigla UNEL (completa di tensione)
 - la sezione del conduttore
 - il nome o il marchio del Costruttore
 - la lettera identificante lo stabilimento di costruzione
 - l'indice di progetto;
 - l'anno e il mese di fabbricazione.
 Esempio di stampigliatura:
 ENEL ARE4H1H5E 87/150 kV 1000 XXXX B 00 2005 12

4. IMBALLO E PEZZATURE
Per la spedizione devono essere impiegate bobine di ferro.
Sulla lunghezza nominale di ciascuna pezzatura (che viene definita in funzione dei collegamenti da realizzare) è ammessa una tolleranza dell'1% in eccesso.

5. NORME E PRESCRIZIONI PER LA COSTRUZIONE, IL COLLAUDO
Costruzione: HD 632 o IEC 60840;
Collaudo: HD 632 o IEC 60840

6. UNITÀ DI MISURA: metro

Figura 24: Caratteristiche cavo 150 kV datasheet 2/2

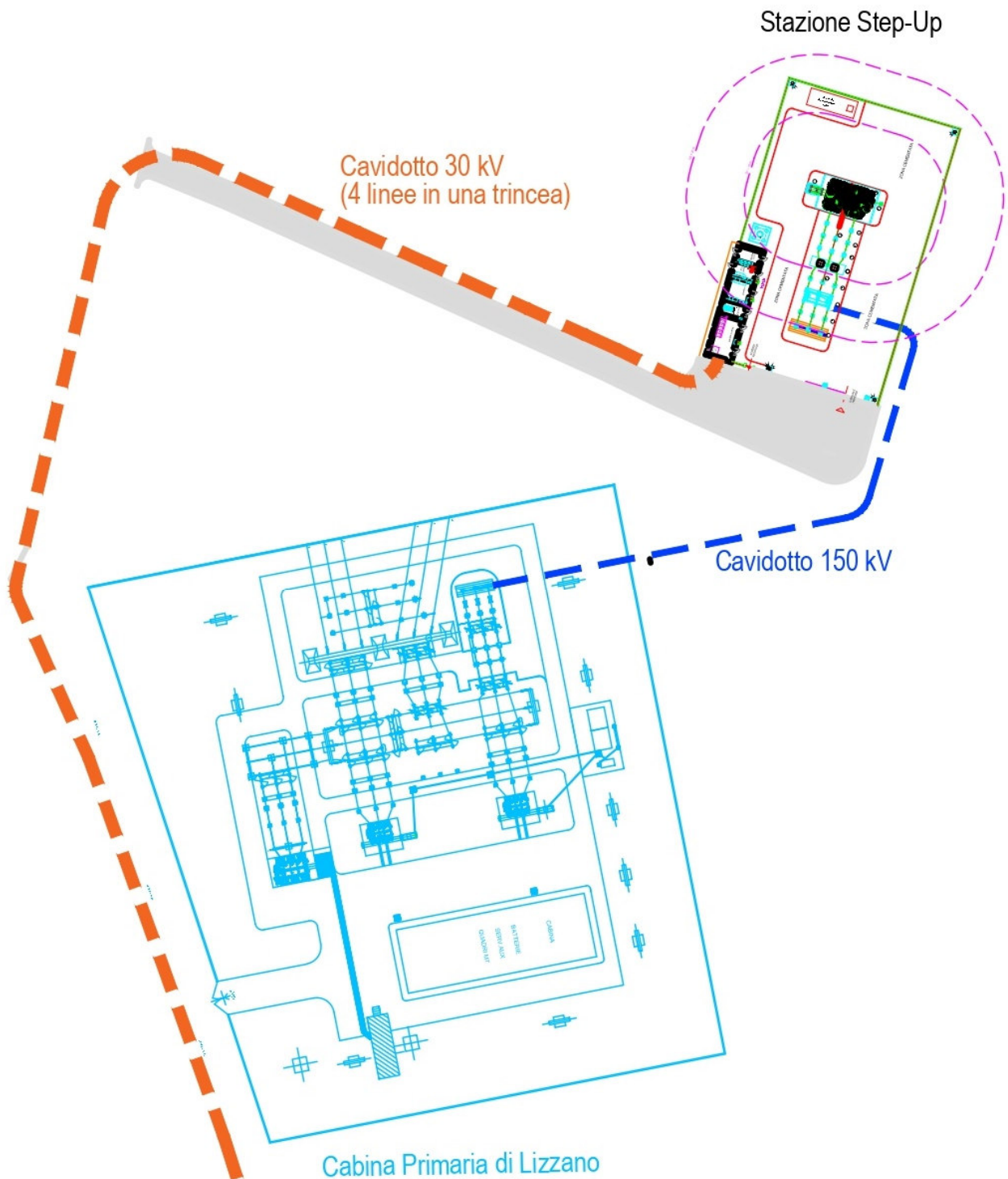


Figura 25: Disposizione elettromeccanica CP Lizzano e Stazione di Step-Up

7. Interventi sulla CP “Lizzano”

7.1 Impianto di rete per la connessione

Gli interventi previsti all'interno della CP “Lizzano” al fine di realizzare dell'impianto di rete per la connessione sono stati definiti in maniera conforme a quanto previsto dalla STMG [15]. Il dettaglio di tali opere è riportato negli elaborati [16].

Il nuovo stallo utente a 150 kV destinato a consentire il collegamento dell'impianto fotovoltaico REN. 152 Calapricello sarà realizzato nell'area libera della CP adiacente allo stallo di arrivo linea di Manduria ed allineata allo stallo identificato come “Trasformatore Verde”.

Lo stallo, essendo realizzato ex-novo, sarà costruito seguendo tutte le specifiche standard di e-distribuzione relativamente agli arrivi linea utente. In particolare, le connessioni tra i dispositivi elettromeccanici saranno realizzate in tubo e la distanza tra le fasi adiacenti sarà di 2,2 m. Il raccordo tra il nuovo montante e la sbarra principale esistente della CP di Lizzano, realizzata in corda, sarà costituito da un collegamento in corda di alluminio crudo \varnothing 36.

L'arrivo linea utente sarà costituito da un cavo interrato a 150 kV. Al fine di attestare il cavo sullo stallo di arrivo linea di CP Lizzano, sarà necessario modificare la disposizione DD3116 sostituendo il sostegno della linea aerea standard con un bauletto interrato atto ad accogliere i terminali dei cavi (di larghezza non inferiore a 60 cm) e, al di sopra di esso, opportuni sostegni con isolatori per il passaggio da cavo a conduttore aereo. Si opta per l'installazione di scaricatori sul montante al fine di proteggere il cavo dalle sovratensioni.

Le apparecchiature elettromeccaniche, le opere civili e le protezioni di questo stallo saranno conformi a quanto previsto dalle relative standardizzazioni ENEL.

Il nuovo stallo arrivo linea utente a 150 kV è costituito dalle seguenti apparecchiature elettromeccaniche;

- 1. terminali cavo e sostegni isolatori per il passaggio linea in cavo – conduttore aereo**
- 2. scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per CP con tensione nominale 150 kV codice unificato ENEL DY 59**
- 3. trasformatori di tensione capacitivi 150 kV per CP codice unificato ENEL DY 46;**
- 4. sezionatore tripolare orizzontale 145-170 kV con lame di messa a terra e comando manuale per CP codice unificato ENEL DY 17;**
- 5. collegamento in tubo \varnothing 40/30 codice unificato ENEL C1201/19;**
- 6. trasformatori di corrente 170 kV per CP codice unificato ENEL DY35;**
- 7. collegamento in tubo \varnothing 40/30 codice unificato ENEL C1201/19;**
- 8. interruttori tripolare in esafluoruro di zolfo 170 kV per CP, codice unificato DY 7;**
- 9. collegamento in tubo \varnothing 40/30 codice unificato ENEL C1201/22;**
- 10. sezionatore tripolare orizzontale 145-170 kV con comando manuale per CP codice unificato ENEL DY 16;**
- 11. collegamenti in corda di alluminio crudo \varnothing 36 a lunghezza variabile, codice unificato ENEL LC1302;**

7.2 Disposizione elettromeccanica "CP Lizzano"

Le parti colorate dello schema della disposizione elettromeccanica della CP "Lizzano" riportato in Figura 26 evidenziano gli interventi previsti per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione di rete, ossia un nuovo stallo utente a 150 kV.

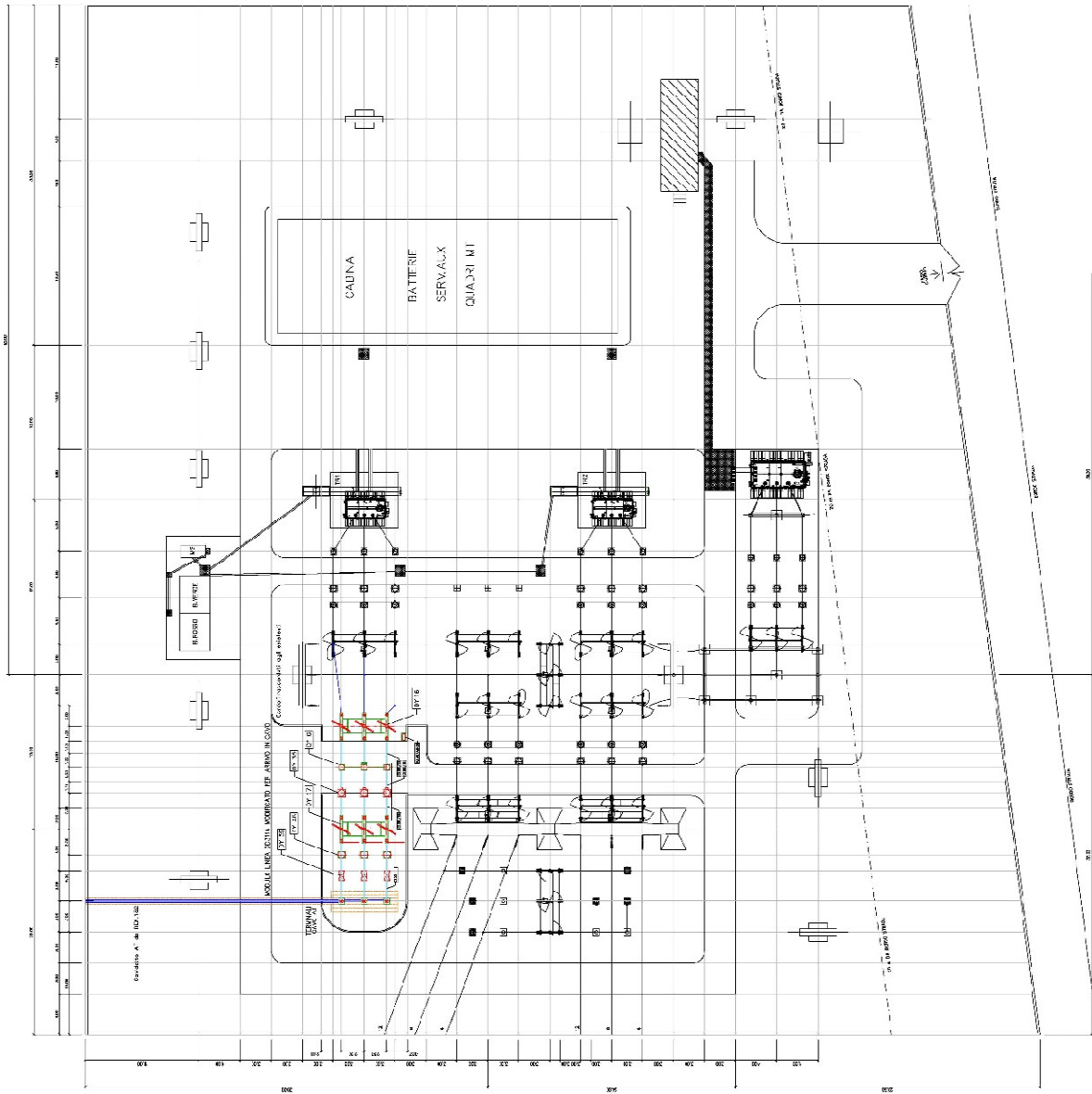


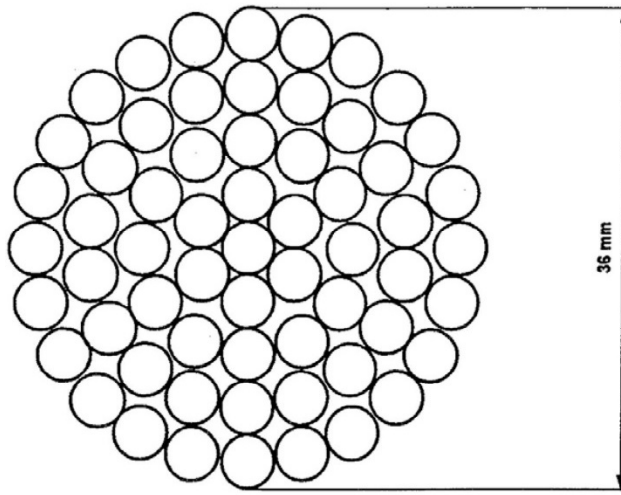
Figura 26: Schema elettromeccanico della CP di "Lizzano" con il dettaglio degli interventi previsti

7.3 Apparecchiature utilizzate

Qui di seguito è riportato un estratto che riporta la descrizione da standard ENEL di alcune delle principali apparecchiature utilizzate per realizzare le opere nella CP di Lizzano.

DCO - AI - UNITA' INGEGNERIA IMPIANTISTICA 2 - DDI - VICE DIREZIONE TECNICA

UNIFICAZIONE ENEL	CONDUTTORE A CORDA DI ALLUMINIO CRUDO Ø 36	31 42 A LC 5 Gennaio 1995 Ed.5 - 1/1
-----------------------------	---	---



N. MATRICOLA 31 42 10

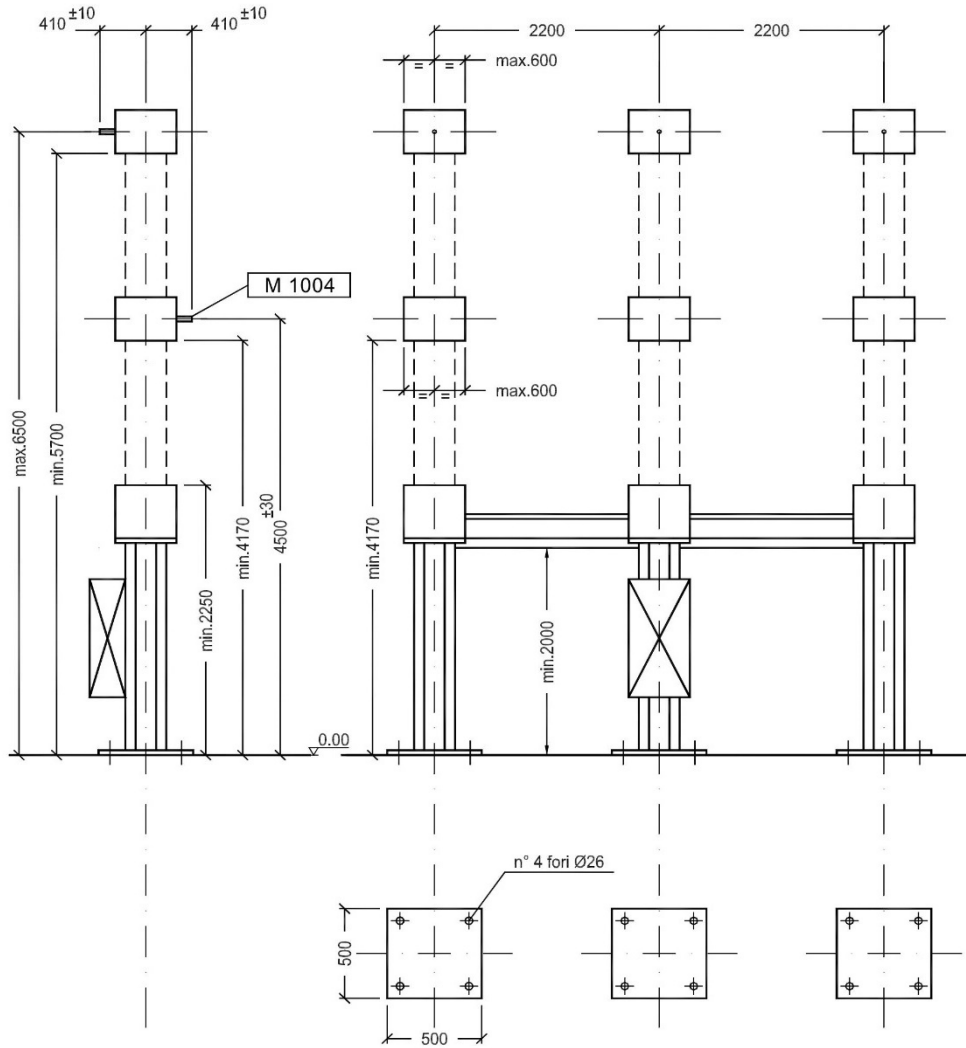
FORMAZIONE	61 x 4,00
SEZIONE TEORICA (mm ²)	766,5
MASSA TEORICA (kg/m)	2,118
RESISTENZA ELETTR. TEORICA A 20 °C (Ω /km)	0,03770
CARICO DI ROTTURA (daN)	10970
MODULO ELASTICO FINALE (N/mm ²)	55000
COEFFICIENTE DI DILATAZIONE (1/°C)	23 x 10 ⁻⁶

1 - Materiale: alluminio ALP E 99,5 UNI 3950
 2 - Prescrizioni per la costruzione ed il collaudo: DC 3905
 3 - Prescrizioni per la fornitura: DC 3911
 4 - Imballo e pezzature: bobine da 2.000 m (salvo diversa prescrizione in sede di ordinazione)
 5 - L'unità di misura con la quale deve essere espressa la quantità del materiale è la massa in chilogrammi (Kg)

Descrizione ridotta: C O R D A A L D I A M 3 6 U I E

Figura 27: Corda Standard ENEL da 36 mm di diametro

 <p>Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. Enel Distribuzione</p>	SPECIFICA DI COSTRUZIONE	Pagina 3 di Tot.6
	INTERRUTTORI TRIPOLARI IN ESAFLUORURO DI ZOLFO 170 KV PER CABINE PRIMARIE	DY7 Rev. 6 del Gennaio 2007.



N.B.: GLI INTERRUTTORI DEVONO ESSERE PROVISTI DI SOSTEGNI

Fig.1

Errata corrige: 500 mm rappresenta l'interasse tra i fori.

File: dy7_ed.6-Gennaio 2007-01-23

Uso Aziendale
Copyright 2007 All rights reserved.

Figura 28: Interruttore standard in SF6 a 150 kV DY7

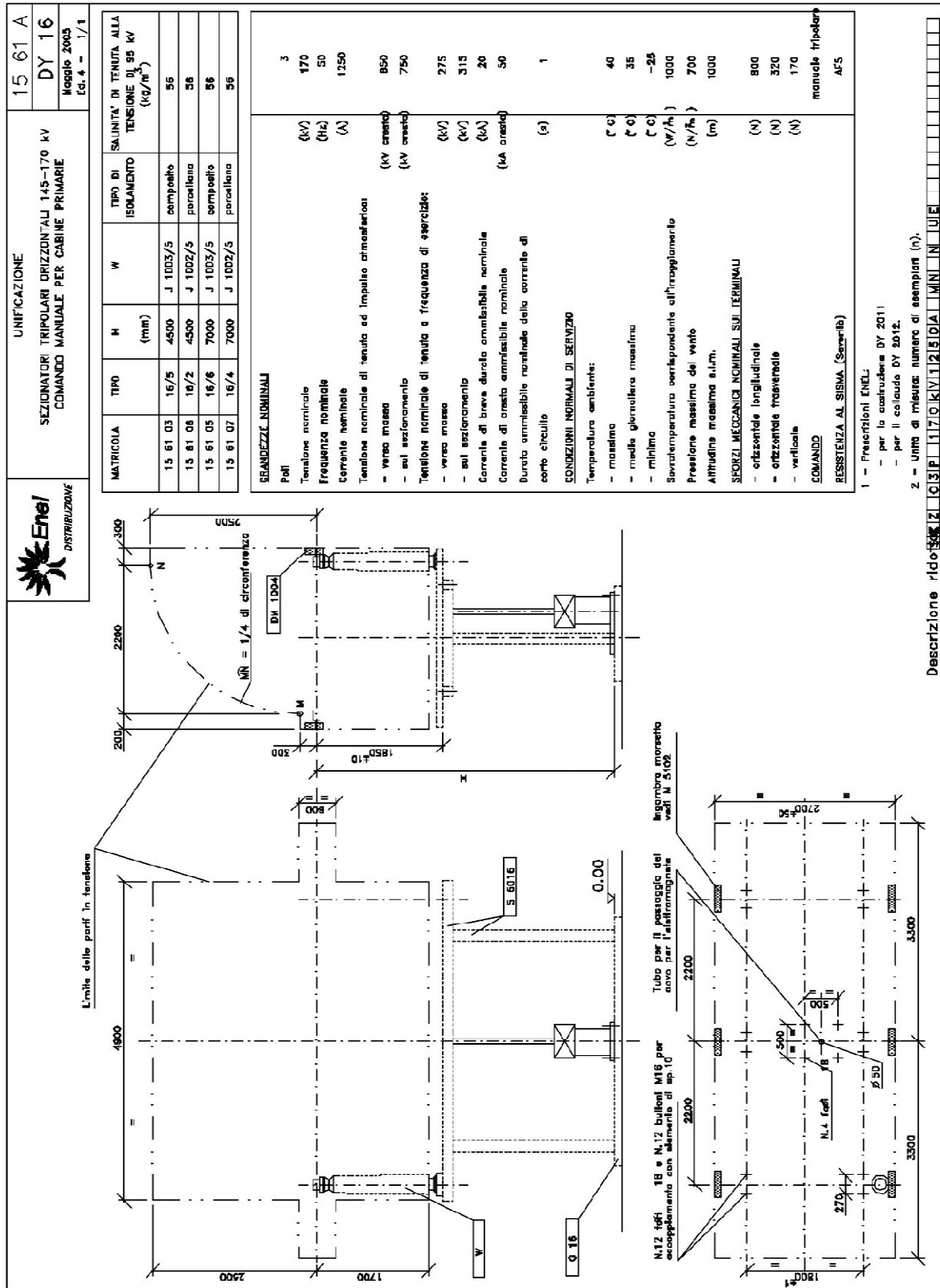


Figura 29: Sezionatore 150 kV DY16

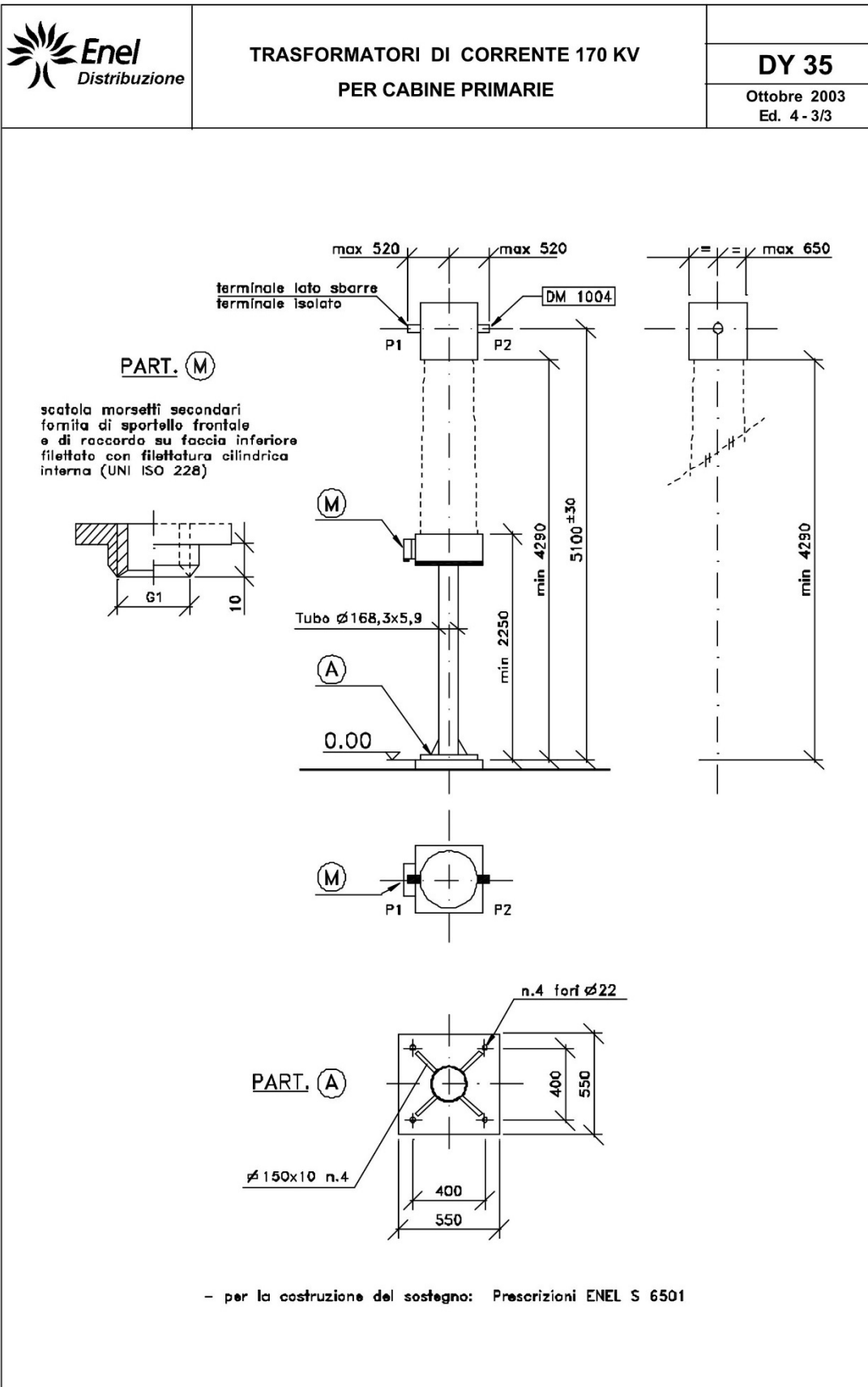



Figura 30: Trasformatore di corrente 170 kV per CP DY35

 <p>Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. Enel Distribuzione</p>	SPECIFICA TECNICA	Pagina 3 di 3
	TRASFORMATORI DI TENSIONE CAPACITIVI 150 KV PER CABINE PRIMARIE	DY 46 Rev. 03 del 1/11/2007

3 SCHEMA E DISEGNO DI INGOMBRO

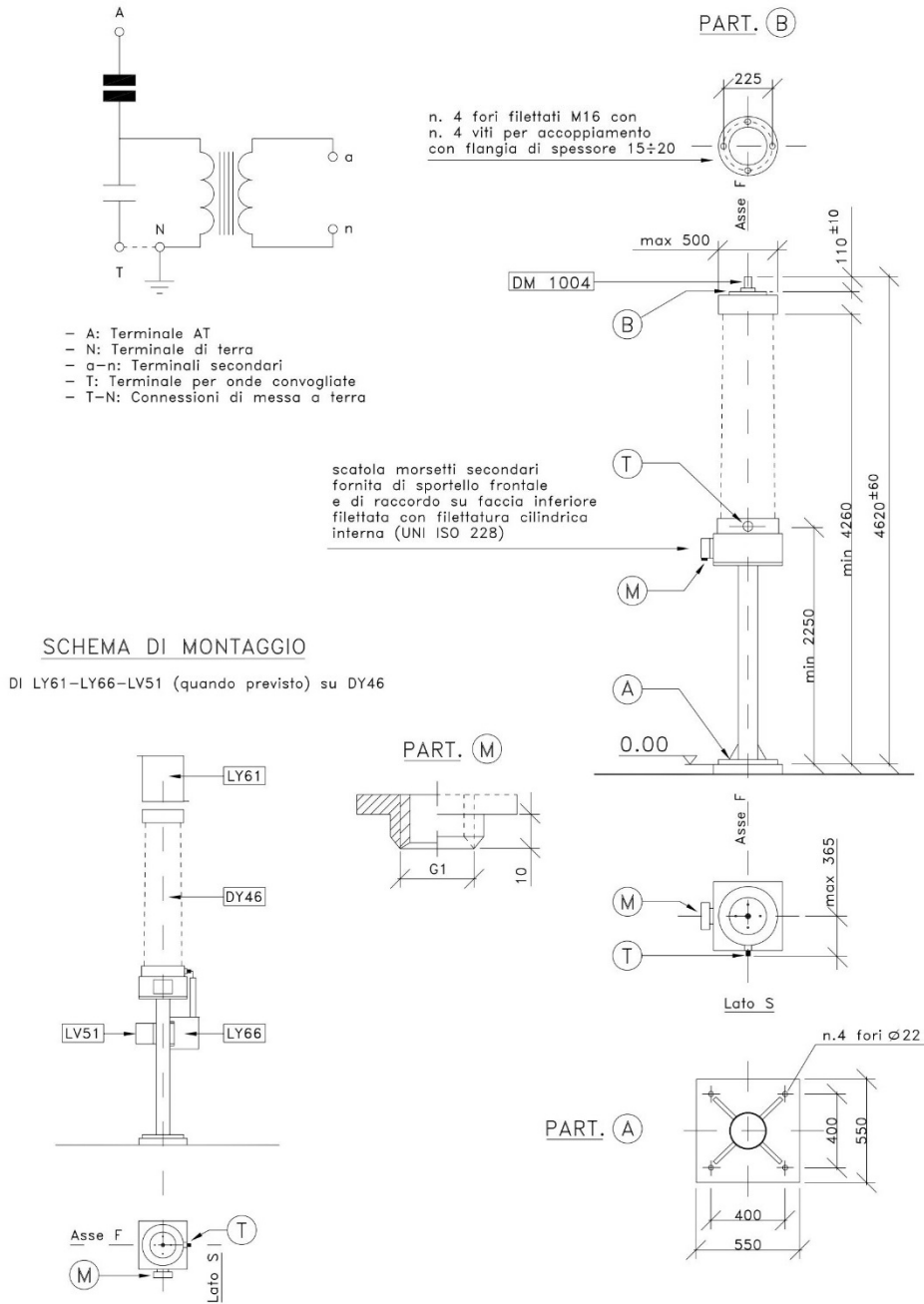


Figura 31: Trasformatore di tensione capacitivo a 150 kV DY46

8. Interventi sulla “CP di Manduria”

Non sono previsti interventi di adeguamento della CP “Manduria”.

9. Potenziamento elettrodotto “Lizzano – Manduria”

9.1 Introduzione

Gli interventi di potenziamento della RTN sono stati definiti all’interno della STMG riportata in [15]. Il dettaglio degli interventi è riportato nell’elaborato [16].

Il potenziamento della Linea 150 kV Cabina Primaria Lizzano – Cabina Primaria Manduria è stato individuato da TERNA, nell’ambito della procedura di coordinamento ai sensi dell’art. 34 del TICA, come opera di rinforzo alla RTN alla cui realizzazione è subordinata la connessione dell’impianto fotovoltaico denominato “Calapricello”.

L’attuale linea 150 kV Lizzano – Manduria (Figura 32) è stata realizzata nel 1972 con le seguenti caratteristiche:

- Conduttore tradizionale ACSR \varnothing 22.8 mm (407 A periodo caldo / 570 A periodo freddo CEI 11-60);
- Fune di guardia \varnothing 10.5 mm incorporante 48 fibre ottiche (Wind);
- Sostegni tronco piramidali in semplice terna.

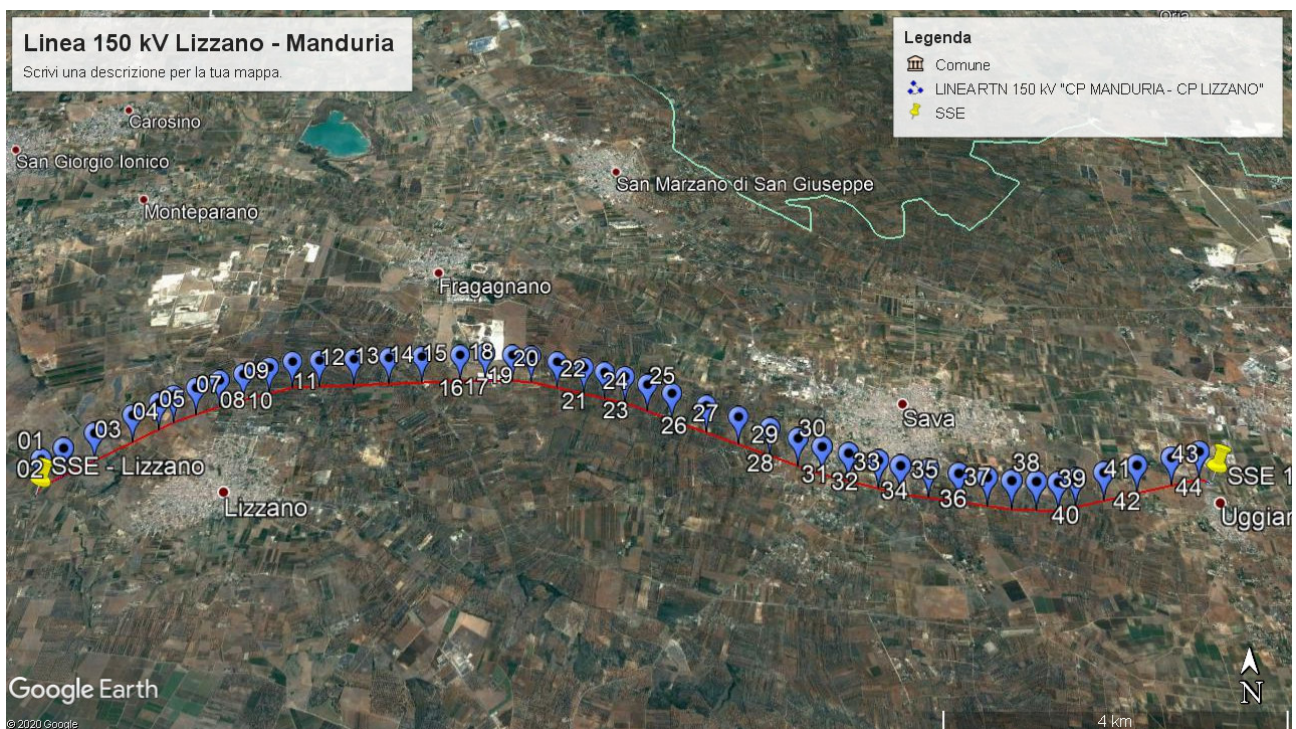


Figura 32: Tracciato della linea esistente su ortofoto

L’obiettivo del potenziamento è quello di portare la capacità di questa linea a quella prevista da TERNA per gli elettrodotti di nuova realizzazione secondo la modalità più razionale ed efficiente resa disponibile dall’evoluzione tecnologica dei materiali e delle soluzioni adottabili. Tale risultato viene conseguito mantenendo tutti i recettori sensibili dal punto di vista elettromagnetico al di sotto della soglia di $3 \mu\text{T}$ definita dall’obiettivo di qualità (secondo DPCM 08.07.2003 e DM 29.05.2008).

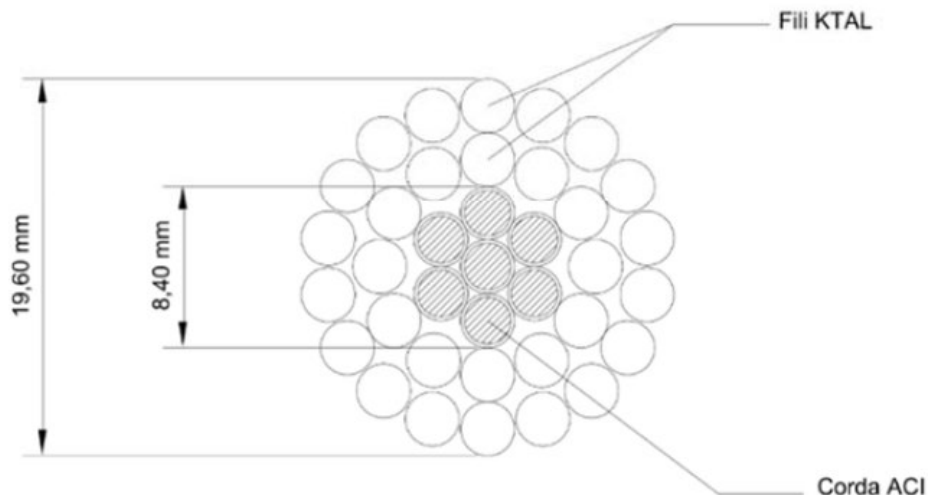
9.2 Descrizione dell'intervento

Il conduttore esistente verrà sostituito con un:

Conduttore KTAL da 19,6 mm Ø (780 A periodo caldo / 839 A periodo freddo)

Questo conduttore (vedi Figura 2) è costituito da un mantello in lega di alluminio ad alta temperatura di tipo AT2 (KTAL: High Strength Thermal Resistant Alluminum Alloy) secondo le norme IEC 620004 e da una anima in lega Fe-Ni rivestita di alluminio (ACI: Allumium Clad Invar). La sezione di rivestimento è pari al 25% della sezione del filo ACI. La temperatura massima di esercizio continuativo è pari a 150°C mentre la temperatura massima in servizio temporaneo è 180°C.

	Specifica di componente CONDUTTORE A CORDA DI LEGA DI ALLUMINIO (KTAL) - LEGA Fe-Ni RIVESTITA DI ALLUMINIO (ACI) Ø 19,60 mm	Codifica LIN_00000C26
		Rev. 00 del 12/12/2012



FORMAZIONE	AT2	30 x 2,80	
	ACI20SA	7 x 2,80	
	AT2	184,73	
SEZIONI TEORICHE (mm ²)	ACI20SA	Lega Fe-Ni	32,33
		Alluminio	10,78
	Totale	43,10	
	Totale	227,83	
MASSA TEORICA (kg/m)		0,806	
RESISTENZA ELETTRICA TEORICA A 20 °C (Ω/km)		0,1617	
CARICO DI ROTTURA (daN)		8793	
TEMPERATURA DI TRANSIZIONE NOMINALE (°C)		126 (*)	
MODULO ELASTICO FINALE (daN/mm ²)	Corda ACI	14100	
	Intero Conduttore	7400	
COEFFICIENTE DI DILATAZIONE TERMICA (**) (K ⁻¹)	Corda ACI	4,5E-6	
	Intero Conduttore	16,3E-6	

(*) La temperatura di transizione nominale è riferita a un conduttore cordato a 15°C e tesato su una campata di 400 m con un tiro base (EDS a 15°C) pari al 21% del carico di rottura.

(**) Valore massimo nell'intervallo di temperatura 100+180 °C.

Figura 33: Scheda Tecnica TERNA relativa al conduttore KTAL 19,6 mm

L'utilizzo di questo conduttore consente di ottenere i seguenti vantaggi:

1. Il conduttore garantisce una portata adeguata agli standard TERNA attuali;
2. Sostituendo il conduttore esistente con uno avente diametro e peso inferiore, sarà possibile riutilizzare i sostegni esistenti della linea (a meno di eventuali singoli episodi di ammaloramento o le varianti individuate per il rispetto degli obiettivi di qualità).

Grazie alla possibilità di riutilizzo dei sostegni, il tracciato esistente della linea verrà integralmente mantenuto in quanto questa si sviluppa in aperta campagna, su un terreno pianeggiante e senza nessuna criticità, ad eccezione di una piccola variante nei pressi dell'abitato di Sava realizzata per rispettare i limiti imposti sul campo magnetico dall'obiettivo di qualità. Tale variante, avente una lunghezza complessiva di circa 2.800 metri, prevede uno scostamento planimetrico dal tracciato esistente inferiore ai 60 metri nel tratto compreso tra i sostegni 28 e 33 e tra 36 e 38.

La variante sarà realizzata secondo le seguenti modalità:

- Demolizione dei sostegni 29 – 30 – 31 – 32 - 33 – 37
- Realizzazione di sei nuovi sostegni 29VAR– 30VAR – 31VAR – 32VAR - 33VAR - 37VAR

La sequenza finale dei sostegni della linea sarà quindi:

CP Lizzano [...] 28 – **29VAR – 30VAR – 31VAR – 32VAR – 33VAR** – 34 [...] 36 – **37VAR** – 38 [...] CP Manduria

Il percorso della linea viene modificato come riportato indicativamente da Figura 34 a Figura 36 ed utilizzando sostegni aventi le seguenti caratteristiche:

- Sostegno 29VAR
 - Tipo "E" altezza h = 27 m
 - Doppio Amarro – Doppio Amarro
- Sostegno 30VAR
 - Tipo "M" altezza h = 30 m
 - Doppia Sospensione
- Sostegno 31VAR
 - Tipo "V" altezza h = 36 m
 - Doppia Sospensione
- Sostegno 32VAR
 - Tipo "E" altezza h = 21 m
 - Doppio Amarro – Doppio Amarro
- Sostegno 33VAR
 - Tipo "E" altezza h = 30 m
 - Doppio Amarro – Doppio Amarro
- Sostegno 37VAR
 - Tipo "E" altezza h = 24 m
 - Doppio Amarro – Doppio Amarro

I dettagli del progetto di potenziamento della linea sono riportati in [17]



Figura 34: Variante su ortofoto dal sostegno 29 al 32VAR

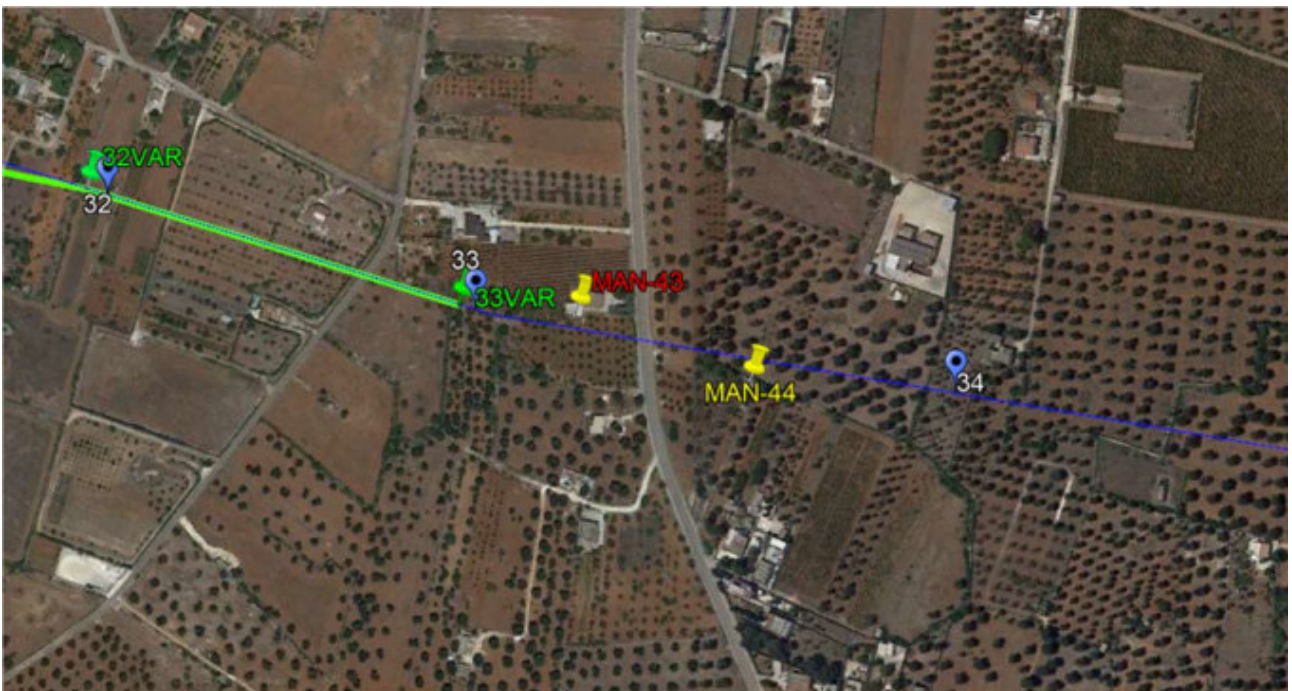


Figura 35: Variante su ortofoto dal sostegno 32VAR al 34



Figura 36: Variante su ortofoto dal sostegno 35 al 38

Il DPCM 8 luglio 2003 ed il D.M. 29 maggio 2008 hanno fissato, per esposizione della popolazione al campo di induzione magnetica, un valore limite di 10 μT ed un valore obiettivo di qualità riferito ai cosiddetti “recettori sensibili” pari a 3 μT per le nuove realizzazioni. Ad oggi, con la linea nelle condizioni operative attuali ed una portata di 570 A, alcuni edifici ad uso abitativo (quindi classificabili come recettori sensibili) in comune di Sava sono esposti a valori di campo di induzione magnetica superiore ai 3 μT ed in alcuni casi prossimi ai 10 μT . La variante proposta è stata identificata allo scopo di garantire che tutti i recettori sensibili lungo la linea abbiano una esposizione al campo di induzione magnetica inferiore al valore ai 3 μT fissati dall’obiettivo di qualità; andando a migliorare complessivamente il livello di esposizione della popolazione al campo di induzione magnetico.

Si sottolinea inoltre, come l’intervento sia puntuale, minimizzato dal punto di vista degli interventi previsti e volto a ridurre l’esposizione della popolazione ai CEM, al punto che, se fosse pianificato direttamente da TERNA invece che nell’ambito di una procedura di connessione, potrebbe essere attuato senza autorizzazione ma semplicemente e a seguito di una semplice Dichiarazione di Inizio Attività in quanto rispetterebbe in toto i vincoli definiti dall’art.4sexies del D.L. n°239 del 29 agosto 2003 per le procedure autorizzative semplificate.

10. Compatibilità elettromagnetica

L'impianto di generazione fotovoltaica e tutte le opere necessarie alla sua connessione non causa rischi legati alla compatibilità elettromagnetica e rispettano tutti i limiti definiti dalla normativa vigente.

La relazione di compatibilità elettromagnetica relativa agli impianti di proprietà dell'utente è riportata nell'elaborato [14].

La relazione di compatibilità elettromagnetica relativa agli impianti di proprietà di e-distribuzione e TERNA è riportata negli elaborati [17].

11. Calcolo producibilità e bilanci energetici

L'elaborato [18] riporta dettaglio del calcolo della producibilità e del bilancio energetico dell'impianto di generazione fotovoltaica.

Grazie al modello dell'impianto implementato col software PVSys è stato possibile dettagliare la produzione energetica del parco fotovoltaico fino al livello degli inverter, sia su un orizzonte annuale che trentennale. Il valore di produzione così calcolato è stato quindi riportato al punto di consegna a 150 kV modellizzando il comportamento e le perdite ai diversi livelli di carico di tutta la rete di connessione MT ed AT, partendo dai trasformatori MT/BT ed arrivando allo stallo in CP di Lizzano.

12. Stima dei costi di dismissione e smaltimento

I costi di dismissione e smaltimento sono stati valutati come somma di:

- Costi della manodopera per lo smantellamento dell'impianto;
- Costi dello smaltimento dei materiali di risulta mediante ditte specializzate;
- Costi per i trasporti ed il noleggio dei mezzi necessari per lo svolgimento delle attività.

Ne risulta la seguente analisi costi:

Codice EER	Descrizione	Composizione	Quantità	Manodopera recupero / smantellamento	Costo manod. recupero / smantellamento	Ricavo unitario recupero	Ricavo recupero	Costo unitario recupero/ smaltimento	Costo recupero/ smaltimento
			kg	gg/uomo	€	€/kg	€	€/kg	€
16 02 13	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Trasformatori ad olio	30.000	120	33.600,00 €			0,30 €	9.000,00 €
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213	Moduli fotovoltaici	4.000.000	300	84.000,00 €			0,32 €	1.280.000,00 €
		Inverter, quadri elettrici	70.000	220	61.600,00 €	0,10 €	7.000,00 €		
		corpi illuminanti	17.000	120	33.600,00 €			0,30 €	5.100,00 €
		sistema di videosorveglianza	3.000	20	5.600,00 €			0,10 €	300,00 €
17 01 01	Cemento	fabbricati per alloggiamento inverter, pozzetti di ispezione	1.080.000	330	92.400,00 €			0,20 €	216.000,00 €
17 02 03	Plastica	tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici	144.000	200	56.000,00 €			0,60 €	86.400,00 €
17 04 05	Ferro e Acciaio	Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, pali di illuminazione, recinzione, cancelli	4.000.000	300	84.000,00 €	0,10 €	400.000,00 €		
17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Cavi elettrici	268.000	100	28.000,00 €	1,00 €	268.000,00 €		
17 05 08	Pietrisco per massicciate ferroviarie, diverso da quello di cui alla voce 17 05 07	ghiaia gettata per realizzare la viabilità	9.555.000	120	33.600,00 €			0,08 €	764.400,00 €
TOTALI					512.400,00		675.000,00		2.361.200,00

Si sottolinea inoltre come, con ogni probabilità, fra almeno 20-30 anni, quando l'impianto in oggetto sarà giunto a fine vita, le materie prime utilizzate potranno essere in parte recuperate per nuovo utilizzo, e quindi ottenere un ricavo dalla vendita del materiale recuperato, mentre altre andranno a smaltimento con relativi costi di dismissione.

Si ipotizza che, a fine vita dell'impianto, la scarsità della disponibilità di silicio e l'alto costo energetico ed economico della lavorazione di questo materiale, avrà incrementato sensibilmente il mercato (oggi agli esordi) dei moduli usati finalizzato al recupero delle celle.

Lo smaltimento dell'acciaio derivante dallo smantellamento delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e viti di fondazione, dei pali da illuminazione, di recinzione e cancelli è stato considerato a costo zero in quanto, essendo materiale differenziato al 100%, in quanto si potrà ottenere un ricavo derivante dalla vendita di tale materiale riciclato.

Lo stesso discorso fatto per l'acciaio vale anche per i cavi elettrici in rame usati e per le apparecchiature elettriche fuori uso, quali inverter e quadri elettrici, tipologia di "rifiuto" già oggi di alto pregio e facilmente rivendibile sul mercato.

I trasporti nonché le tariffe per il noleggio delle apparecchiature e delle macchine necessarie per lo svolgersi delle attività descritte nel "Piano di smaltimento" si ipotizzano, in via cautelativa, come percentuale (circa il 15%) sul totale dei costi di smantellamento e dismissione.

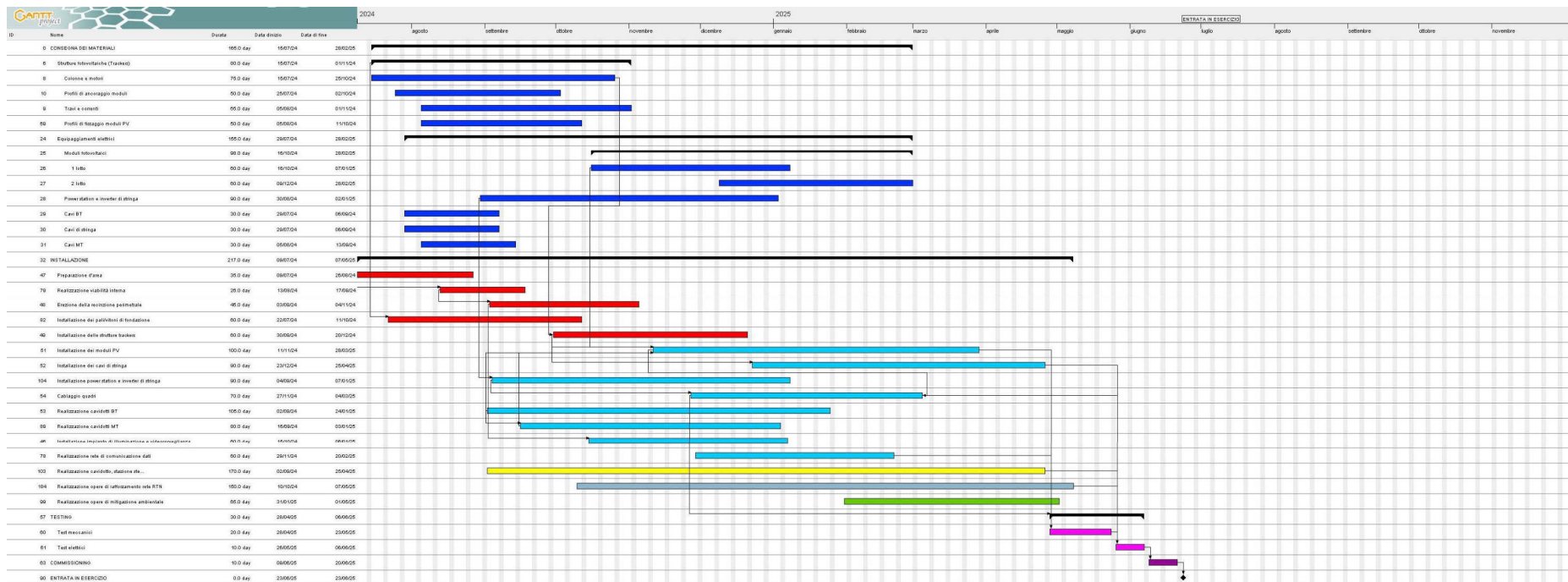
La stima dei costi di dismissione e smaltimento dell'impianto, effettuata secondo i criteri descritti, porta al seguente risultato:

- Costi di manodopera: **512.400,00 €**
- Costi di smaltimento: **2.361.200,00 €**
- Ricavi recupero: **675.000,00 €**
- Trasporti e noleggio: **354.180,00 €**
- **Per un costo totale di 2.552.780,00 €**

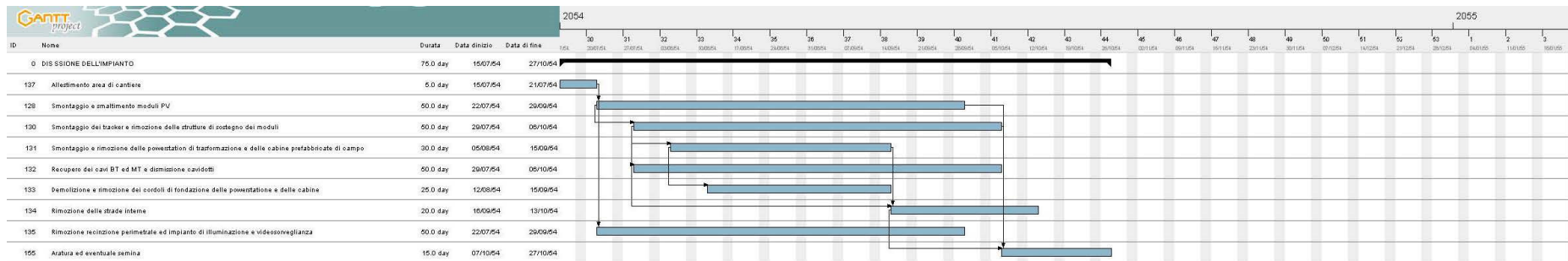
Si sottolinea nuovamente come tale costo sia una stima del tutto cautelativa in quanto tiene conto del costo attuale delle materie prime.

Per una trattazione più approfondita si prega di fare riferimento all'elaborato **Piano e Costi di Dismissione e Ripristino**.

13. Fasi e tempi di esecuzione



14. Fasi e tempi di dismissione



Allegato 1
Certificato di Conformità DM 15 07 2014
SMA



SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

GERMANY

Tel.: +49 561 9522-0

Fax: +49 561 9522-100

E-Mail: info@SMA.de

Internet: www.SMA.de

SMA Solar Technology AG · Sonnenallee 1 · 34266 Niestetal · GERMANY

Dichiarazione di conformità al **DM 15/07/2014**

Con la presente SMA dichiara che i seguenti prodotti fabbricati da SMA Solar Technology AG:

MVPS 2200

MVPS 2475

MVPS 2500-EV

MVPS 2750-EV

MVPS 3000

MVPS 4400

MVPS 4950

MVPS 5000-EV

MVPS 5500-EV

MVPS 6000

Di seguito indicati come "MVPS" e definiti "Macchina Elettrica" secondo il DM 15/07/2014, rispettano tutti i requisiti applicabili del DM 15/07/2014 qui di seguito elencati.

- Come da Titolo 1, Capo 1 definizione a) e con l'Art.1 del Decreto, la MVPS ha un contenuto di olio isolante superiore a 1 m3 come da documenti allegati SMA:

"EN_190417_Data-

sheet_2700kVA_30kV_655V_Dy11_50Hz_ONAN_40°C_1000m_2.266kW_27.246kW_

C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"



"EN_190417_Data-sheet_5400kVA_30kV_655V_Dy11y11_50Hz_ONAF_40°C_1000m_3.2kW_45.5kW_C5 M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"

- La MVPS è equipaggiata con un sistema di spegnimento automatico attivato da superamento di soglie di temperatura, pressione e livello olio e soglie di corrente (sovraccarico e cortocircuito) come riportato nel manuale di installazione allegato "MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf" cap 13.3, come richiesto dal punto 6 del Capo II del Titolo 1 del Decreto, nel rispetto degli obiettivi applicabili (a) ed f)) dell'Art.2 e del punto 6 del Capo II del Titolo 1 del Decreto
- di progettare e costruire la MVPS in linea con le norme CSC certificate, EN 50588-1, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 in conformità con il punto 1 del Capo II del Titolo 1 del Decreto
- di progettare e costruire la MVPS in modo compatibile con l'installazione all'aperto secondo i datasheet "MVPS2200-3000-DEN1844-V41web.pdf" e "MVPS4400-6000-DEN1848-V31web.pdf" e nel rispetto del punto 3 del Capo II del Titolo 1 del Decreto
- che ogni MVPS ha una capacità complessiva di olio isolante infiammabile inferiore a 2000 l per i modelli MVPS 2200/2475/2500-EV/2750-EV/3000-EV e tra 2000 l e 20000 l per i modelli MVPS 4400/4950/5000-EV/5500-EV/6000-EV poiché inferiore a 4000 l secondo i datasheet:

"EN_190417_Data-sheet_2700kVA_30kV_655V_Dy11_50Hz_ONAN_40°C_1000m_2.266kW_27.246kW_C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"

"EN_190417_Data-sheet_5400kVA_30kV_655V_Dy11y11_50Hz_ONAF_40°C_1000m_3.2kW_45.5kW_C5 M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"

- che la MVPS è dotata di adeguata segnaletica di sicurezza secondo il manuale di installazione "MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf" cap 16.11 nel rispetto del punto 9 del Capo II del Titolo 1 del Decreto
- che la MVPS appartiene alle categorie A0 e A1 (MVPS 2200/2475/2500-EV/2750-EV/3000-EV) poiché con contenuto di olio inferiore a 2000 l e B0 e B1 (MVPS



4400/4950/5000-EV/5500-EV/6000-EV poiché con contenuto di olio compreso tra 2000 e 20000 l, come definite nel punto 1 del Titolo 2 del Decreto

- che la MVPS è equipaggiata di sistema di adeguato contenimento degli olii infiammabili secondo il manuale di installazione "MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf" cap. 3.12 in conformità con le richieste del punto 3 del Titolo 2 del Decreto



Conformity declaration with DM 15/07/2014

To who it may concern

SMA declares that following product produced by SMA Solar Technology AG:

MVPS 2200
MVPS 2475
MVPS 2500-EV
MVPS 2750-EV
MVPS 3000
MVPS 4400
MVPS 4950
MVPS 5000-EV
MVPS 5500-EV
MVPS 6000

Named "MVPS" and defined "electrical machine" according DM 15/07/2014, follow all the applicable requirements of DM 15/07/2014 here below.

- According Titolo 1, Capo 1 definizione a) and Art.1 of Decreto, MVPS has a volume of insulated oil higher than 1 mc according attachments:

"EN_190417_Datasheet_2700kVA_30kV_655V_Dy11_50Hz_ONAN_40°C_1000m_2.2
66kW_27.246kW_C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"

"EN_190417_Datasheet_5400kVA_30kV_655V_Dy11y11_50Hz_ONAF_40°C_1000m_3.2kW_45.5kW_C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf"

- The MVPS is equipped with an automatic system to shutdown transformer in case of over-temperature, high pressure and low oil level and overcurrent protection as per installation manual "MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf" chap 13.3, as required on punto 6 Capo II Titolo 1 of Decreto, according applicable target (a) and f) of Art.2 and punto 6 Capo II of Titolo 1 of Decreto



- To design and build MVPS according CSC certificate, EN 50588-1, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, according punto 1 Capo II del Titolo 1 of Decreto
- To design and build MVPS for outdoor application according datasheet “MVPS2200-3000-DEN1844-V41web.pdf”, “MVPS4400-6000-DEN1848-V31web.pdf” and according punto 3 Capo II Titolo 1 of Decreto
- That each MVPS has a volume of insulated oil lower than 2000 l for MVPS 2200/2475/2500-EV/2750-EV/3000-EV and between 2000 l and 20000 l for MVPS 4400/4950/5000-EV/5500-EV/6000-EV since less than 4000 l according datasheet
“EN_190417_Datasheet_2700kVA_30kV_655V_Dy11_50Hz_ONAN_40°C_1000m_2.2
66kW_27.246kW_C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf”
“EN_190417_Datasheet_5400kVA_30kV_655V_Dy11y11_50Hz_ONAF_40°C_1000m_3.2kW_45.5kW_C5M-H_EcoDesign_PT100+Hermeti.pdf”
- That MVPS is equipped with proper safety decals according manual “MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf” cap 16.11 according punto 9 Capo II Titolo 1 of Decreto
- That MVPS is included on category A0 and A1 (MVPS 2200/2475/2500-EV/2750-EV/3000-EV) since with oil volume less than 2000 l and B0, B1 (MVPS 4400/4950/5000-EV/5500-EV/6000-EV) since with oil volume between 2000 and 20000l, according punto 1 Titolo 2 of Decreto
- That MVPS is equipped with oil tray to contain insulated oil according manual “MVPS_2SC-B2-SH-it-15.pdf” chap. 3.12 according punto 3 Titolo 2 of Decreto

Yours sincerely

SMA Solar Technology AG

i.V. Carsten Wendt

Head of Product Management Central Power Conversion
Business Unit Large Scale & Project Solutions

i.A. Thomas Weiss

Product Manager
Business Unit Large Scale & Project Solutions

Allegato 2
RAEE Talesun Solar Germany GmbH –
Membership Certificate 2021 ITALY

MEMBERSHIP CERTIFICATE

This is to certify that:

Talesun Solar Germany GmbH

VAT number: DE279065358

(Italian WEEE Producer's Register number: **IT19050000011382**)

is a registered member of the
Consorzio ERP Italia WEEE Producers' Compliance
Scheme for year **2021**.



Alberto Canni Ferrari
Country General Manager, Consorzio ERP Italia

Cassina de' Pecchi (MI), February, 19th 2021

Consorzio ERP Italia

Via Roma 74, 20051 Cassina de' Pecchi (MI) Italia

Tel: +39 02 9214 7479; Fax: +39 02 9259 2334; Email: italy@erp-recycling.org; PEC: erpitalia@legalmail.it;

Web IT: www.erp-recycling.org/it-it/; Web Corp: www.erp-recycling.org

Registro imprese di Milano Monza Brianza Lodi; CF e P.IVA n. 05495760968; Rea di MI - 1825855

Codice Univoco SDI: USAL8PV

Siete tenuti a consultare l'informativa privacy sul nostro sito www.erp-recycling.org/it-it/ nella sezione "Privacy e Cookies"