



REGIONE BASILICATA

Provincia di Potenza



## Comune di Genzano di Lucania

Committente/Proponente



Piano Coperchio Solar S.r.l.  
Via Sant'Orsola 3 - 2013 Milano



Progetto **DEFINITIVO**

### IMPIANTO AGROVOLTAICO A TERRA AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE - Potenza 19,987 KW<sub>p</sub>, DENOMINATO "Piano Coperchio", CON INTERVENTO DI AGRICOLTURA SPECIALIZZATA

Oggetto :

**RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Elaborato N° **A.5**

Scala :

Progettisti :



**IBERNORDIC Italia S.r.l.**

Via Sant'Orsola 3  
2013 Milano (MI)

Ing. Luca LEONE (388.1651696)  
E-mail: luca.leone@ibernordic.com

**W.F.N. Srls**  
working for nature

Via Ugo La Malfa n. 108  
75100 Matera (MT)

PEC: WFNSRLS@PEC.IT

Arch. Nicola D'ALESSANDRO (335.1047051)  
E-mail: nicoladales@libero.it  
Geol. Francesco P. TRALLI (339.1822558)  
E-mail: francescotrallienergia@gmail.com

**INGEGNERIA  
ELETTRICA**

**ING. GIOVANNI BARLOTTI**

Via C. Carducci n. 33  
84047 - Capaccio (SA)  
giovanni.barlotti@ibernordic.com



Revisioni :

N.	Data / Date	Descrizione / Description	Disegnato / Drawn	Visto / Checked	Approvato / Approved
0.	25/10/2021			10/11/2021	Ing. Luca LEONE
1.					

Note :

Gli elaborati si intendono validi unicamente ai fini indicati nell'intestazione. E' espressamente vietato l'utilizzo ai fini diversi da quelli indicati nell'intestazione senza il permesso da parte del progettista. I diritti di riproduzione e di adattamento totale o parziale e con qualsiasi mezzo (copie fotostatiche, film didattici, microfilm etc...) sono riservati per tutti i paesi.

Sommario

<b>1. Introduzione.....</b>	<b>3</b>
<b>2. quadro sintetico .....</b>	<b>3</b>
<b>3. DEFINIZIONE CATASTALE di interesse dell'impianto .....</b>	<b>4</b>
<b>4. Caratteristiche generali dell'impianto .....</b>	<b>5</b>
4.1. Criteri Progettuali.....	5
4.2. Definizione del layout.....	5
<b>5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>6</b>
5.1. Modulo PV .....	8
5.2. Convertitore DC/AC (inverter) .....	8
5.3. Schema base di generatore – accoppiamento stringhe Convertitore DC/AC (inverter) .....	10
5.4. Inseguitore .....	11
5.5. Infrastrutture elettriche.....	11
5.6. Il Controllo .....	13
5.7. Opere civili .....	13
5.7.1. Opere civili di fondazione .....	14
5.7.2. Opere per la posa dei cavidotti.....	14
5.8. Tipologia di cavi MT da utilizzare in posa INTERRATA (esercizio previsto 33 kV).....	14
<b>6. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE. ....</b>	<b>14</b>
6.1. 3.1 DEFINIZIONE DELLE STRUTTURE DA PROTEGGERE .....	15
<b>7. 4 IMPIANTO DI PROTEZIONE CONTRO ATTI DOLOSI.....</b>	<b>25</b>

## 1. INTRODUZIONE

La seguente relazione riassume in forma di descrizione tecnica il contenuto dell'attività progettuale riguardante l'iniziativa imprenditoriale della Ibernordic Italia in merito alla richiesta di autorizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica, da fonte solare, di tipo agrivoltaico da ubicare in agro di Genzano di Lucania (PZ), identificato con "Piano Coperchio" della potenza nominale di 19.9867 kW. Pertanto, il valore di potenza nominale richiesto ai fini della connessione su RTN è **19.987 kW**.

## 2. QUADRO SINTETICO

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	CANADIANSOLAR	Manufacturer	SUNGROW
Model		Model	SG250 HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	655 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	30514 units	Number of inverters	73 units
Nominal (STC)	19.99 MWp	Total power	18250 kWac
Modules	1606 Strings x 19 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	266 kWac
Pmpp	18.90 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	771 V		
I mpp	24495 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	19987 kWp	Total power	18250 kWac
Total	30514 modules	Nb. of inverters	73 units
Module area	94787 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.10
Cell area	85463 m <sup>2</sup>		

Tab. 1

Nella tabella 1 sopra pubblicata sono riportati i componenti che costituiscono il generatore fotovoltaico nella sua costituzione completa. Il generatore è realizzato da 30.514 moduli di manifattura Canadian Solar, il modello individuato appartiene alla famiglia innovativa dei bifacciali identificato con sigla "BiHiKu7\_CS7N-MB-AG\_EN\_655W", potenza nominale 655 W. La suddivisione dei moduli e la loro distribuzione in campo tiene conto del tipo di impianto che si intende realizzare. Nel caso in esame un impianto ad inseguitori (trackers) mono assiali N-S, con esposizione moduli E-O e convertitori decentralizzati di stringa. Il convertitore DC/AC (di seguito inverter) è il modello a catalogo della Sungrow Power di nuova generazione adeguato ai moduli bifacciali, identificato con sigla "SG250HX" **Inverter di stringa multi-MPPT per sistema a 1500 Vcc**. La scelta di questo inverter consente di collegare ai dodici ingressi MPPT di cui è dotato, coppie in parallelo di stringhe per un numero massimo di ventiquattro. Le stringhe sono state organizzate in funzione dei parametri elettrici del modulo e dei limiti imposti agli ingressi dell'inverter dal produttore. Ogni stringa è formata dalla serie di 19 moduli, cablate a coppie su un singolo inseguitore; pertanto, la metà del numero delle stringhe identifica il numero degli inseguitori (trackers) 803. Nel rispetto dei limiti prestazionali dell'inverter, dei 12 MPPT ne sono stati utilizzati 11, ciò porta a definire il numero di stringhe afferenti al singolo inverter e il conseguente numero di moduli. Le stringhe sono dunque 22, il numero di moduli 418 la potenza in DC 273,79 kW. I 19987 kWp in DC richiedono di conseguenza 73 inverter e 1606 stringhe. I terreni

identificati nella tabella 1 e riportati graficamente in fig. 1 sono stati ritenuti idonei ad ospitare installazione su tracker di tipo mono assiale N-S, sono poco ondulati, l'esposizione non risente di fenomeni locali di ombreggiatura, non sono molto distanti dal presunto punto di connessione alla RTN e l'area selezionata risulta fuori dalla vincolistica gravante. I trackers sono di manifattura Convert.

Del modello di impianto descritto è stata realizzata la verifica simulata della producibilità teorica il risultato è riportato in tabella 2.

Results summary					
Produced Energy	39342 MWh/year	Specific production	1968 kWh/kWp/year	Perf. Ratio	93.66 %

Tabella 1

Va da sé la seguente osservazione: il rapido evolversi degli eventi tecnologici che investono il settore dei moduli, alla fine dell'iter autorizzativo, potrebbe rendere il modello di impianto esaminato superato nelle future prestazioni sia di modulo fotovoltaico sia di inverter, ciò in fase di realizzazione dell'opera impiantistica, porterebbe ad un ripensamento dei singoli componenti che costituiscono il generatore fotovoltaico, nel rispetto del vincolo principe che è e rimane invariante la potenza di picco da immettere al PCC richiesta in fase di connessione alla RTN.

### 3. DEFINIZIONE CATASTALE DI INTERESSE DELL'IMPIANTO

Sito pianeggiante facilmente raggiungibile da strade provinciali /comunali.

Coordinate: Lat. 40.905974°N;  
Lon. 16.198555°E

Altitudine 336 m

Tabella 1

Foglio	Particella	Estensione (ha)	Comune
5	17	5,37	Genzano di Lucania
5	121	5,37	Genzano di Lucania
5	124	0,42	Genzano di Lucania
5	129	8,2	Genzano di Lucania
5	130	0,25	Genzano di Lucania
5	138	1,46	Genzano di Lucania
5	175	24,9	Genzano di Lucania
5	20	6,27	Genzano di Lucania
5	114	0,15	Genzano di Lucania
5	119	0,62	Genzano di Lucania

5	122	0,47	Genzano di Lucania
5	125	3,52	Genzano di Lucania
5	179	6,57	Genzano di Lucania
5	181	19,16	Genzano di Lucania

#### 4. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO

##### 4.1. CRITERI PROGETTUALI

L'iniziativa imprenditoriale ha come presupposto alcuni aspetti innovativi di carattere progettuale che stanno alla base del concetto "Agrivoltaico" di cui tanto si sta parlando nel mondo tecnico scientifico e agricolo. Più che di impianto **si parla di sistema integrato per la produzione contemporanea di energia da fonte solare, produzione agricola e salvaguardia del paesaggio**. Si parte, dalla rimodulazione della densità volumetrica e di superficie che competerà all'impianto, densità che dovrà essere compatibile con la prestazione delle attività agricole pertinenti per la zona e al rispetto della trama paesaggistica della medesima. Lo scopo, dunque, è quello di lasciare libero accesso alla luce solare per favorire le prestazioni delle colture agricole a terra, ne consegue che l'architettura impiantistica dovrà contemplare maggiori distanze tra i trackers e un innalzamento dei moduli allontanandoli dal terreno il necessario per evitare eccessivi ombreggiamenti a terra. In particolare, abbiamo:

- Altezza da terra dei trackers maggiore di 2,5 m. L'altezza dipenderà dal tipo di coltura che studi di settore in atto forniranno al termine del completamento delle verifiche di idoneità. Lo scopo è di avere buona esposizione solare con assenza di ombreggiature locali;
- Distanza tra i trackers variabile tra 12,35 m e 12,50 m;
- Accessi al sito con mezzi di cantiere e non relativamente semplici;
- Morfologia adatta all'uso degli inseguitori N-S;
- Ridotta movimentazione e sbancamenti per la realizzazione delle strutture di sostegno inseguitori;
- Sono state evitate le aree soggette a fenomenologie di dissesto e tutte quelle gravate da vincolo inamovibile;
- Limitata è l'invasione nei confronti di aree antropizzate peraltro di bassa densità.

##### 4.2. DEFINIZIONE DEL LAYOUT

Il layout rappresentato in fig.1 Si caratterizza per la distribuzione dei trackers secondo l'andamento delle curve di livello che caratterizzano punti di eguale altezza sulla superficie. Allo stato attuale sono state impegnate tutte le particelle disponibili in capo alla Ibernordic Italia.



Figura 1 - stralcio catastale con layout di campo PV

## 5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

- Sito di installazione:

**Genzano di Lucania (MT), loc. Piano Coperchio;**

- Potenza totale:

**19987 kWp\_18250 kWac;**

- Dati di irraggiamento solare:

**SMFVI\_MN7\_SolarGIS; MN7\_SolarGIS Synthetic;**

- Sistemi di orientamento:

**Est -Ovest**

➤ Previsione di produzione energetica:

**39342 MWh/year; Specific prod.1968 kWh/kWp/year; Performance Ratio PR 93.66 %**

### 5.1. MODULO PV



## BiHiKu7

**BIFACIAL MONO PERC**

**635 W ~ 655 W**

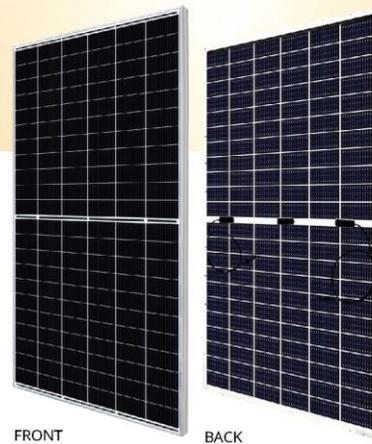
**UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE**

**CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655MB-AG**

Dimensions: 2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)

Weight: 39.4 kg (86.9 lbs)

Max. System Voltage: 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)



FRONT

BACK

#### MORE POWER

- Module power up to 655 W  
Module efficiency up to 21.1 %
- Up to 8.9 % lower LCOE  
Up to 4.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

#### MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

- Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*
- Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 46 GW deployed around the world since 2001.

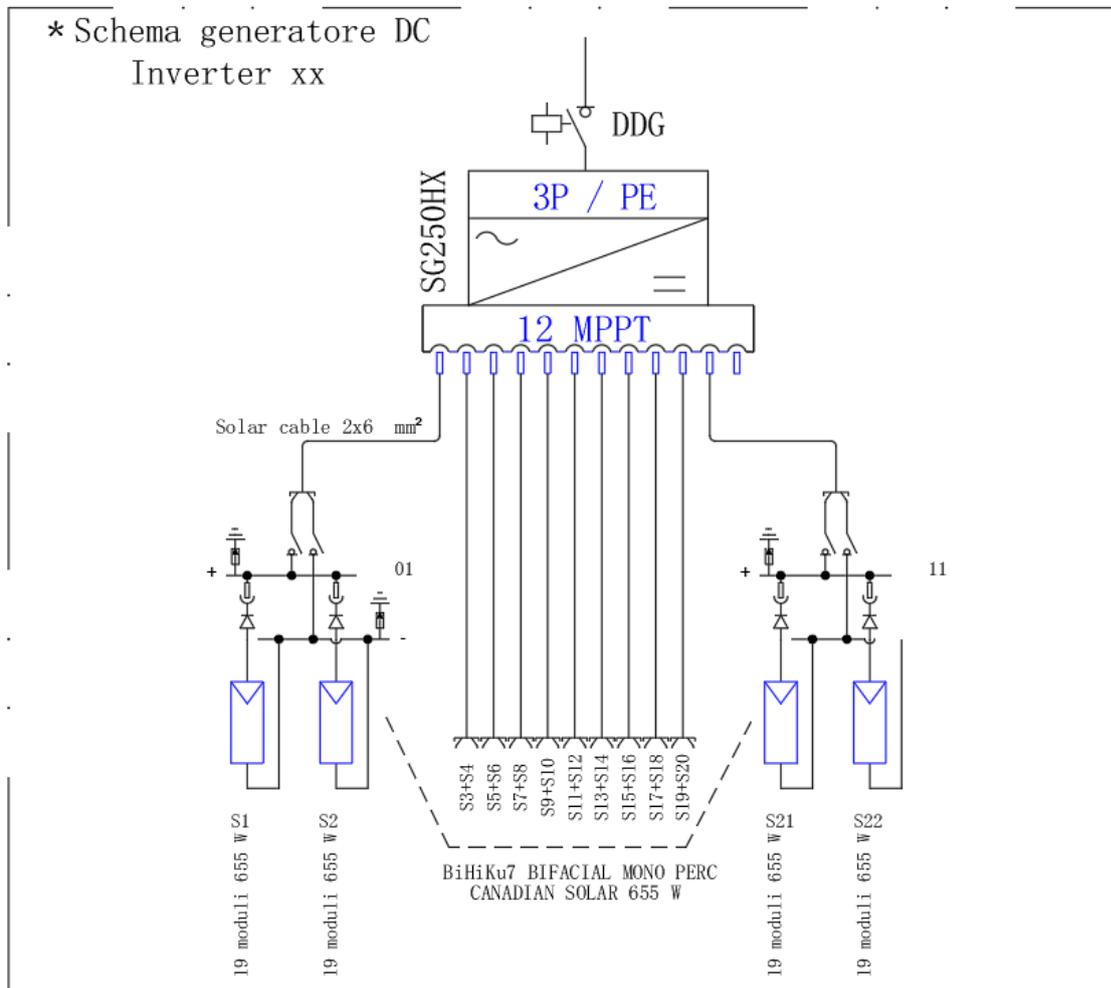
**CANADIAN SOLAR INC.**  
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.csisolar.com](http://www.csisolar.com), [support@csisolar.com](mailto:support@csisolar.com)

### 5.2. CONVERTITORE DC/AC (INVERTER)

Type designation	SG250HX
------------------	---------

Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
An-ti PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

### 5.3. SCHEMA BASE DI GENERATORE – ACCOPPIAMENTO STRINGHE CONVERTITORE DC/AC (INVERTER)



#### 5.4. INSEGUITORE

**CONVERT TRJ - TECHNICAL DATA SHEET**

**TECHNICAL SPECIFICATIONS**

<b>Type of tracking system</b>	Horizontal Single Axis Tracker with balanced structure, North-South axis alignment and East-West tracking with independent rows and backtracking
<b>Type of control</b>	Control based on an astronomical clock algorithm; self-configuring; without irradiation sensors
<b>Maximum tracking error</b>	± 2°
<b>Control System Architecture</b>	1 control board each 10 rows with integrated GPS and anemometer for wind safety— control in closed loop with encoder
<b>PV- Module Type</b>	Structure adaptable to available PV modules types on market: Monofacial and Bifacial (Thin Film, Framed and Frameless)
<b>Configurations</b>	- 1 module in portrait - 2 modules in landscape - 2 modules in portrait
<b>Rotation angle</b>	Up to 120° (±60°)
<b>Motors</b>	Linear actuator with induction AC motor (oil-free transmission) with integrated encoder
<b>Power Supply</b>	- AC power supply from auxiliary services - Selfpowered by PV string (with patented backup solution without batteries) - Smartpower by distributed inverters
<b>Monitoring and data stream</b>	Real-time communication or remote mode communication via ModBus
<b>Communication</b>	Communication between SCADA and control board: Wired (RS485) or Wireless (LoRa)
<b>Maximum wind speed</b>	In compliance with local codes
<b>Operation temperature range</b>	Standard Range -10°C / +50°C ; Extended Range Available
<b>Foundation</b>	Compatible with all widespread types: Driven Piles, Predrilled and concrete backfilled, Concrete Ballasts
<b>Electrical Grounding</b>	Selfgrounding system
<b>Materials</b>	Galvanized steel or Weathering Steel (CorTen) in compliance with site environmental conditions
<b>Occupation factors</b>	Totally configurable based on project specifications
<b>Availability</b>	> 99%
<b>Warranty</b>	10 years for structural components; 5 years for motors and electronic components (Extended warranty available)

**INSTALLATION TOLERANCES**

<b>ASSEMBLY ERROR RECOVERY</b>	
<b>Height</b>	± 20mm
<b>Misalignment North/South</b>	± 45mm
<b>Misalignment East/West</b>	± 45mm
<b>Inclination</b>	± 2°
<b>Twisting</b>	± 5°
<b>Maximum Land Slope</b>	15% North-South; Unlimited East-West








CERTIFICAT IN  
2549 ISO 14001  
2546 SS OHSAS 18001






Código de Producto  
Proveedor (CPE) INTI  
AA.0001.6333A



BNDIS CH Code n° 3481610



info@convertitalia.com | www.convertitalia.com

**HEAD OFFICE**  
Via Dei Sersica, 200  
00142 Roma  
T +39 06 510 611  
F +39 06 51 061 200

**FACTORY**  
Via Monte d'Ora s.n.c.  
00071 Pomezia (RM)  
T +39 06 510 611  
F +39 06 51061 300

**CONVERT DO BRASIL ENERGIA RENOVAVEL LTDA.**  
B-TEC Technology Park  
Rua Professor José Vieira de Mendonça, 770  
Belo Horizonte—MG (Brasil) — Cep 31310-260  
T/M +55 31 991988639

**CONVERT ARGENTINA DE ENERGIAS RENOVAVEL SRL.**  
Av. Córdoba 1255, Piso 2° Oficina "B"  
Buenos Aires—(Argentina)  
C1055AAC

© 2019 Convert Italia. All Rights Reserved. Convert Italia SPA. Via dei Sersica 200 - 00142 Roma. P.IVA 01263751004. C.F.I.A. Roma N. 477928. Cas. Trib. Roma N. 1626/81. Cap. Soc. 3.620.000 Euro I.v.

#### 5.5. INFRASTRUTTURE ELETTRICHE

L'energia elettrica che i 73 inverter convertono da DC a AC viene raccolta in 10 cabine di trasformazione identificate nello schema unifilare fig. 2. Le 10 cabine la cui potenza di trasformazione è normalizzata

cinque su taglia 2,5 MVA e cinque 1,25 MVA saranno dislocate all'interno dell'impianto agrivoltaico in area che non saranno impegnate da trackers secondo quanto illustrata nella tavola... Le cabine elevatrici 0,8/33 kV equipaggiate con trasformatori in olio conformi a direttiva EU 548/2014 (Ecodesign), sono raccolte con tecnica entra-esce su tre linee MT da 33 kV che si attestano alla cabina di consegna (Transfer Switch Station), dalla qualche con un cavo interrato MT 33 kV in configurazione ad elica visibile del tipo ARG7H1RX -18/30 kV:  $V_{max}$  36 kV, l'energia elettrica verrà condotta alla SSE MT/AT (opera di utenza per la connessione), prevista nei pressi della SSE RTN "Genzano" 380 kV dove sarà effettuato una seconda in elevazione del valore di tensione, AT/MT -150/33 kV, al fine di poter collegare l'impianto di produzione alla sezione 150 kV in condivisione di stallo alla rete di trasmissione nazionale

L'architettura delle infrastrutture energetiche descritta può essere schematizzata come di seguito:

- Cavi MT a 33 kV interrati a elica visibile in alluminio interni al campo fotovoltaico per la connessione in entra -esce cabine di trasformazione e cabina di impianto;
- Quadri MT a 33 kV per la gestione dei flussi di energia e relativa misura e monitoraggio, posti nelle cabine di campo PV e nella struttura edile MT di stazione utenza;
- Impianto di Utenza per la connessione alla RTN, costituito dalla stazione utente e dall'elettrodotto di collegamento dalla stazione utente alla stazione RTN;
- Impianto di Rete per la connessione alla RTN, come definito nella STMG che trasmessa da Terna S.p.A. con il preventivo di connessione.

La tipologia e le sezioni dei cavi elettrici sono determinate sulla base del tipo di servizio e del tipo di posa previsti.



Figura 2 - esempio di shelter per cabina step-up

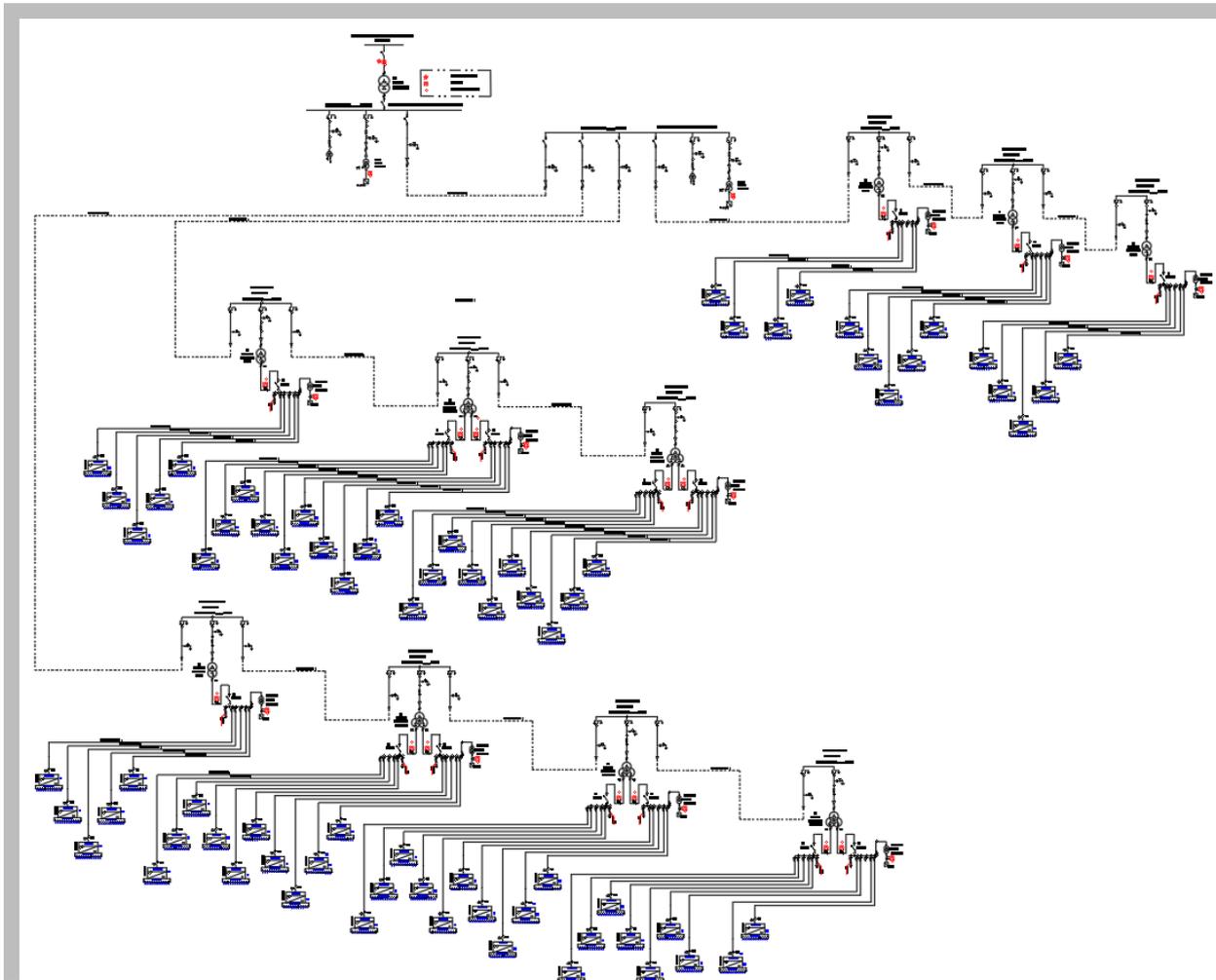


Figura 3 - Schema unifilare

## 5.6. IL CONTROLLO

Per la gestione dell'impianto da remoto nella sua completezza è prevista l'installazione di sistemi SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), il primo per il controllo del campo PV di produzione energia da fonte solare, il secondo per il controllo e la gestione della sottostazione. I sistemi saranno posizionati in opportuni spazi nella sala controllo dell'edificio tecnologico, ubicato nell'area della Stazione Utente. All'interno di tale edificio saranno alloggiate le apparecchiature di comando/protezione/telecontrollo dei servizi ausiliari, i quadri elettrici dei servizi ausiliari, la batteria e il quadro di media tensione.

La contabilizzazione dell'energia immessa nella rete AT verrà effettuata attraverso il gruppo di misura di proprietà del Produttore e facente parte dell'impianto.

## 5.7. OPERE CIVILI

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico comporta la realizzazione delle seguenti opere ed infrastrutture:

- opere civili di fondazione;

- opere per la posa dei cavidotti.

### 5.7.1. Opere civili di fondazione

Tali opere possono ascrivere all'interno del campo PV alla realizzazione del piano di posa delle cabine di campo e di impianto, mentre per il punto di trasformazione in alta tensione vanno elencate le fondazioni per le strutture di sostegno delle apparecchiature elettromeccaniche di stallo trasformatore MT/AT, la fondazione di questo ultimo e la fondazione della recinzione.

### 5.7.2. Opere per la posa dei cavidotti

I cavi, come detto, internamente al campo sono in posa interrata, le opere riguardano lo scavo per la realizzazione delle trincee di posa. All'esterno del campo le opere fanno riferimento allo scavo in trincea per la posa del cavo di connessione campo PV stazione di trasformazione MT/AT 33/150 kV e scavo in trincea per l'eventuale connessione in cavo AT Alla sezione 150 kV di RTN Genzano 380.

### 5.8. TIPOLOGIA DI CAVI MT DA UTILIZZARE IN POSA INTERRATA (ESERCIZIO PREVISTO 33 KV)

<i>Tipo di cavo</i>	<i>ad elica visibile</i>
<i>Materiale del conduttore</i>	<i>Alluminio</i>
<i>Materiale isolante</i>	<i>EPR/XLPE</i>
<i>Schermo metallico</i>	<i>Rame/alluminio</i>
<i>Guaina esterna</i>	<i>PVC/PE</i>
<i>Tensione nominale (U<sub>0</sub>/U/Um)</i>	<i>18/30/36 kV</i>
<i>Frequenza nominale</i>	<i>50 Hz</i>
<i>Sezioni utilizzate</i>	<i>95 -150 - 400mm<sup>2</sup></i>

### 6. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE.

Gl'impianti fotovoltaici/agrivoltaici a terra, per la loro naturale occupazione di superfici estese e posizione di installazione in aree aperte, sono vulnerabili alle scariche atmosferiche dirette o indirette, che possono causare danni e guasti alle apparecchiature e interruzione del loro normale funzionamento.

Il layout di un impianto agrivoltaico, a pari potenza elettrica, è più grande rispetto ad altri sistemi di generazione elettrica sia convenzionali sia rinnovabili, nella letteratura internazionale scientifica e tecnica, è noto l'esistenza del collegamento tra la radiazione solare, l'umidità dell'aria e la frequenza delle scariche elettriche atmosferiche. Le regioni a elevato irraggiamento solare insieme a umidità dell'aria elevata sono maggiormente esposte ai fulmini, la presenza dell'impianto agrivoltaico in queste aree non **influenza** l'attività ceraunica ambientale.

Pertanto, la richiesta di misure di protezione contro i fulmini **non può derivare direttamente dalla semplice esistenza dell'impianto agrivoltaico**, va aggiunto inoltre, che l'area generale sulla quale viene collocato il campo agrivoltaico (IEC TS 62548:2016) avrà in dotazione una **rete equipotenziale conforme alla norma CEI EN 62305-4**. Tutte le parti metalliche presenti, telai di supporto moduli PV, strutture metalliche (shelter) delle cabine di trasformazione in campo e di consegna (Transfer Switch Station), canali metallici porta cavi, schermi metallici dei cavi, barre di equipotenzialità, ecc. sono collegate fra loro e all'impianto di terra con connessioni multiple in modo da realizzare una rete di equipotenzialità, l'effetto cumulato è di avere un'area che modifica migliorando la sua capacità di disperdere la quantità di carica elettrica legata al fulmine con notevole riduzione dei gradienti di potenziale di passo e contatto.

### 6.1. 3.1 DEFINIZIONE DELLE STRUTTURE DA PROTEGGERE

Lo scopo di definire le strutture da proteggere non può prescindere dalle seguenti definizioni e dalle considerazioni precedenti:

a) Campo fotovoltaico

*Insieme di tutti i moduli fotovoltaici meccanicamente integrati ed elettricamente interconnessi di un dato impianto fotovoltaico, incluse le strutture di sostegno. Il campo fotovoltaico non include le fondazioni, i dispositivi per l'inseguimento, i controlli termici e altri componenti similari [IEC TS 62548:2016]. Il campo fotovoltaico FV non include inoltre i dispositivi per l'accumulo di energia né i convertitori di potenza cc/ca e ca/cc.*

b) Generatore fotovoltaico

*Sistema di generazione fotovoltaico, o anche Impianto fotovoltaico, è l'insieme del Campo fotovoltaico, dei convertitori di potenza cc/ca e ca/cc e, se presenti, dei dispositivi per l'accumulo di energia e dei trasformatori di potenza.*

*La messa in opera dell'impiantistica elettrica, elettronica e di comunicazione include molti conduttori metallici di sezione variabile spesso trasversali gli uni con gli altri che sono i fondamentali vettori di energia, di segnali e contemporaneamente, i principali canali di accoppiamento elettromagnetico.*

Dunque, il campo fotovoltaico è l'insieme dei moduli e delle strutture di sostegno, che nel caso in esame è suddiviso in zone esterne che condividono gli stessi rischi. Questo consente, a favore di sicurezza, di unificarle in una singola macro-zona di area pari alle somme dell'aere parziali.

Mentre l'impianto fotovoltaico è l'unione del campo e dell'impiantistica elettrica elettronica e comunicazione. In esso sono presenti alcuni volumi tecnici, shelter metallici, che ospitano i punti di trasformazione e consegna (Transfer Switch Station) energia.

#### c) I rischi

*Rischio R1 (perdite di vite umane) è presente in tutte le strutture in cui sia prevista presenza di persone all'interno o all'esterno della struttura.*

*Rischio R2 (perdita di servizio pubblico essenziale) è presente solo nelle strutture adibite a servizi di distribuzione di acqua, gas, energia elettrica, radiotelevisione, telecomunicazioni, ecc.*

*Rischio R3 (perdita di patrimonio culturale insostituibile) è presente solo per musei o strutture simili.*

*Rischio R4 (perdite economiche) può essere sempre considerato, perché il fulmine produce comunque un danno economico.*

I primi tre tipi di rischio coinvolgono valori sociali: considerarli, **ove presenti**, è pertanto un obbligo imposto dalla norma. Trascurare un rischio **R1**, **R2** o **R3** è una deviazione dall'obbligo normativo, che deve pertanto essere accuratamente motivata dal progettista.

Il rischio **R4** è relativo invece a perdite di natura puramente economica che ricadono solo sul soggetto (proprietario della struttura/attività) che è chiamato a sostenere il costo dell'eventuale protezione: tener conto o no di questo tipo di rischio è pertanto una libera scelta del progettista, scelta rimandata in sede di progetto esecutivo, con il consenso del proprietario della struttura/attività, e non rientra tra gli obblighi previsti dalla norma.

Le strutture da proteggere restano forzando l'obbligo sociale del rischio R1 gli shelter di cabina.

Si allega pertanto la seguente relazione calcolo.

Questo documento è stato elaborato con riferimento alle seguenti norme:

- CEI EN 62305-1 "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali";
- CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3 "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4 "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-29 "Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305";
- 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  $N_g$  (Norma CEI EN 62305-2)".

Ai sensi dell'art. A.2.2 della norma CEI EN 62305-2, le dimensioni massime dello shelter cabina di consegna (Transfer Switch Station) e le caratteristiche della struttura da considerare sono quelle dello shelter tipo, ossia struttura metallica.

La densità annua di fulmini a terra al kilometro quadrato nella posizione in cui è ubicata la struttura vale:

$$N_g = 1,77 \text{ fulmini/anno km}^2$$

Le dimensioni massime della struttura sono:

A (m): 10,0 B (m): 2,65 H (m): 2,4

In relazione anche alla sua destinazione d'uso, la struttura può essere soggetta a:

- *perdita di vite umane*

In accordo con la norma CEI EN 62305-2 per valutare la necessità della protezione contro il fulmine, deve pertanto essere calcolato:

- *rischio R1;*

Non viene valutata la convenienza economica al fine di adottare le misure di protezione, è necessario secondo il rischio R4.

L'edificio ha copertura metallica e struttura portante metallica.

La struttura presenta tutte le parti metalliche collegate fra loro in modo da realizzare una rete di equipotenzialità conforme a quella richiesta dalla norma CEI EN 62305-4.

La struttura è servita dalle seguenti linee elettriche:

- *Linea di energia: Linea che dalla stazione di trasformazione utente AT/MT sita nei pressi della SSE Terna Garaguso arriva alla cabina di consegna (Transfer Switch Station) impianto fotovoltaico in posa interrata in configurazione ad elica visibile.*

Le caratteristiche delle linee elettriche sono riportate in *Caratteristiche delle linee elettriche*.

Le caratteristiche delle zone, i valori medi delle perdite, i tipi di rischio presenti e le relative componenti sono riportate in *Caratteristiche delle Zone*.

L'area di raccolta  $A_D$  dei fulmini diretti sulla struttura è stata valutata analiticamente come indicato nella norma CEI EN 62305-2, art. A.2.

L'area di raccolta  $A_M$  dei fulmini a terra vicino alla struttura, che ne possono danneggiare gli impianti interni per sovratensioni indotte, è stata valutata analiticamente come indicato nella norma CEI EN 62305-2, art. A.3.

Le aree di raccolta  $A_L$  e  $A_I$  di ciascuna linea elettrica esterna sono state valutate analiticamente come indicato nella norma CEI EN 62305-2, art. A.4 e A.5.

I valori delle aree di raccolta (A) e i relativi numeri di eventi pericolosi all'anno (N) sono riportati in Aree di raccolta e numero annuo di eventi pericolosi.

I valori delle probabilità di danno (P) per il calcolo delle varie componenti di rischio considerate sono riportate in Valori delle probabilità P per la struttura non protetta.

### **Calcolo del rischio R1**

I valori delle componenti ed il valore del rischio R1 sono di seguito indicati.

Z1: Shelter - Cabina di consegna (Transfer Switch Station)

RA: 7,52E-10

Totale: 7,52E-10

Valore totale del rischio R1 per la struttura: 7,52E-10

### **Analisi del rischio R1**

Il rischio complessivo  $R1 = 2,02E-10$  è inferiore a quello tollerato  $RT = 1E-05$ .

Poiché il rischio complessivo  $R1 = 7,52E-10$  è inferiore a quello tollerato  $RT = 1E-05$ , non occorre adottare alcuna misura di protezione per ridurlo.

Si è comunque ritenuto opportuno adottare le misure di protezione seguenti:

- nella zona Z1 – Shelter - Cabina di consegna (Transfer Switch Station):
  - Protezioni antincendio: Manuali

L'adozione di queste misure di protezione modifica i parametri e le componenti di rischio.

I valori dei parametri per la struttura protetta sono di seguito indicati.

Zona Z1: Struttura

PA = 1,00E+00

PB = 1,0

PC = 0,00E+00

PM = 0,00E+00

rt = 0,01

rp = 0,5

rf = 0

h = 1

Rischio R1: perdita di vite umane

I valori delle componenti di rischio per la struttura protetta sono di seguito indicati.

Z1: Shelter

RA: 7,52E-10

Totale: 7,52E-10

Valore totale del rischio R1 per la struttura: 7,52E-10

A seguito dell'adozione delle misure di protezione (che devono essere correttamente dimensionate) vale quanto segue.

Rischi che non superano il valore tollerabile: R1

SECONDO LA NORMA CEI EN 62305-2 LA STRUTTURA È PROTETTA CONTRO LE FULMINAZIONI.

### **Caratteristiche della struttura**

Dimensioni: A (m): 10,0 B (m): 2,65 H (m): 2,4

Coefficiente di posizione: isolata in cima ad una collina ( $C_D = 2$ )

Schermo esterno alla struttura: assente

Densità di fulmini a terra (fulmini/anno km<sup>2</sup>)  $N_g = 1,77$

### **Caratteristiche delle linee elettriche**

Caratteristiche della linea: L MT

Tipo di linea: energia

Interfaccia isolante

La linea non ha caratteristiche variabili lungo il percorso;

Tratto di linea interrata

Lunghezza (m)  $L = 3500$

Resistività (ohm x m)  $r = 400$

Coefficiente ambientale ( $C_E$ ): rurale

Linea in tubo o canale metallico

Schermo non collegato alla stessa terra delle apparecchiature alimentate:  $1 < R \leq 5$  ohm/km

### **Caratteristiche delle zone**

Caratteristiche della zona: Shelter

Tipo di zona: *esterna*

Tipo di suolo: erba ( $r_t = 0,01$ )

Protezioni contro le tensioni di contatto e di passo: *terreno equipotenziale*

Valori medi delle perdite per la zona: Shelter

Tempo per il quale le persone sono presenti nella struttura (ore all'anno): 50

Perdita per tensioni di contatto e di passo (relativa a  $R_1$ )  $L_A = 5,71E-07$

Rischi e componenti di rischio presenti nella zona: Shelter

Rischio 1: Ra

### **Frequenza di danno**

Frequenza di danno tollerabile  $F_T = 0,1$

Non è stata considerata la perdita di animali

Applicazione del coefficiente  $r_f$  alla probabilità di danno PEB e PB: no

Applicazione del coefficiente  $r_t$  alla probabilità di danno PTA e PTU: no

FS1: Frequenza di danno dovuta a fulmini sulla struttura

FS2: Frequenza di danno dovuta a fulmini vicino alla struttura

FS3: Frequenza di danno dovuta a fulmini sulle linee entranti nella struttura

FS4: Frequenza di danno dovuta a fulmini vicino alle linee entranti nella struttura

Zona

Z1: Struttura

FS1: 0,00E+00

FS2: 0,00E+00

FS3: 0,00E+00

FS4: 0,00E+00

Totale: 0,00E+00

A seguito dell'adozione delle misure di protezione scelte, la frequenza di danno si modifica come di seguito indicato:

Zona

Z1: Struttura

FS1: 0,00E+00

FS2: 0,00E+00

FS3: 0,00E+00

FS4: 0,00E+00

Totale: 0,00E+00

#### **Aree di raccolta e numero annuo di eventi pericolosi**

Struttura

Area di raccolta per fulminazione diretta della struttura  $A_D = 3,72E-04 \text{ km}^2$

Area di raccolta per fulminazione indiretta della struttura  $A_M = 3,94E-01 \text{ km}^2$

Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura  $N_D = 1,32E-03$

Numero di eventi pericolosi per fulminazione indiretta della struttura  $N_M = 6,97E-01$

Linee elettriche

Area di raccolta per fulminazione diretta ( $A_L$ ) e indiretta ( $A_I$ ) delle linee:

L MT

$$A_L = 0,140000 \text{ km}^2$$

$$A_I = 14,000000 \text{ km}^2$$

Numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta ( $N_L$ ) e indiretta ( $N_I$ ) delle linee:

L MT

$$N_L = 0,123900$$

$$N_I = 12,390000$$

#### **Valori delle probabilità P per la struttura non protetta**

Zona Z1: Struttura

$$P_A = 1,00E+00$$

$$P_B = 1,0$$

$$P_C = 0,00E+00$$

$$P_M = 0,00E+00$$

#### **Conclusioni**

I risultati di calcolo indicano che il massimo volume presente nell'area di campo fotovoltaico, considerando il vincolo della equipotenzialità e della rete di terra, risulta autoprotetta, nonostante le restrizioni imposte di assenza di LPS e SPD.

#### 7. 4 IMPIANTO DI PROTEZIONE CONTRO ATTI DOLOSI

In generale è importante ricordare che la sicurezza totale dell’impianto è data dall’insieme di sicurezza attiva e sicurezza passiva (anche detta “by design”) entrambe legate all’efficacia dei sistemi di security, che deve ridurre i falsi allarmi. I dispositivi di sicurezza attiva dovranno proteggere le aree esterne esposte a maggior rischio di asportazione dei moduli PV, degli inverter di stringa, danneggiamenti alle strutture portanti e i locali MT e BT e/o container MT/BT.

##### Sicurezza passiva

Elementi principali che concorrono alla sicurezza passiva dell’impianto sono “Recinzioni, cancello e serrature”.

- Recinzione: rappresenta un importante elemento di sicurezza passiva, i dettagli quali eventuale presenza di offendicoli (vedi **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** - 8) o opportunamente inclinati verso l’esterno per impedirne l’accesso, bulloni anti-svitamento per grigliati, altezza minima 2,70 metri, etc.
- Varchi perimetrali: sia carrai che pedonali dovranno essere chiusi con cancelli metallici ad apertura manuale, di adeguata robustezza e, se possibile, di altezza non inferiore o comunque prossima a quella della recinzione perimetrale.
- Le serrature di tutti i cancelli facenti parte del perimetro esterno dovranno essere dotate di cilindri europei unificati con chiavi ad ammaestramento programmato.
- Container: la sua robustezza è demandata alla specifica progettuale che dovrà prevedere una robustezza idonea ad evitarne l’effrazione e analoghi requisiti per le finestre munite di grate, la porta, la serratura a 3 punti di chiusura ed il cilindro europeo con chiave a duplicazione controllata;

Appropriata segnaletica dissuasiva e informativa (es. per VDS).



Figura 4



Figura 5 - Esempio di recinzione con offendicoli

### Sicurezza attiva

Elementi principali che concorrono alla sicurezza attiva dell'impianto primario sono:

Sistema di protezione antintrusione (AI), Videosorveglianza (VDS) e Illuminazione calibrata (es. lampade che si accendono o che aumentano il flusso luminoso all'attivarsi di uno o più allarmi).

- I sistemi di antintrusione e videosorveglianza saranno differenziati per esterno ed interno e dovranno essere entrambi collegati ad una centrale che permetterà l'invio degli allarmi e dei flussi video verso la Control Room della società di Security che ne curerà la gestione.

Questa dovrà ricevere tutti i segnali dei sistemi AI e VDS e gestirli secondo le procedure operative definite in fase di stipula del contratto di service, al fine di monitorare il corretto funzionamento dei sensori di campo, permettendo l'attivazione dei servizi di manutenzione per la risoluzione di guasti e malfunzionamenti;

ricevere su richiesta o su evento i flussi video e, se necessario, effettuare l'estrazione, da remoto, delle immagini, in conformità alle leggi vigenti.

### Principali componenti del Sistema

Il sistema di protezione consta delle seguenti apparecchiature che potranno essere previste tutte o in parte in base alle valutazioni fatte in sede di progetto da predisporre insieme alla rappresentanza tecnica della società di Security:

Lettore di badge

Segnalatori ottico acustici

Rilevatori ad infrarossi passivi per interno

Sistema scanner laser

Rilevatori a tripla tecnologia da esterno

Rilevatori a contatto magnetico

Barriere ad infrarossi attivi

Sistema protezione perimetrale con cavo

Telecamera bullet per esterno/interno e telecamere termiche

Rivelatore ottico/termico

Gestione accessi e attivazione/disattivazione sistema

Nella progettazione di un impianto AI e VDS, in relazione alle vigenti norme introdotte dal Regolamento Europeo n. 2016/679 ("GDPR") ogni impianto protetto da videosorveglianza sarà dotato di almeno 3 "cartelli Privacy" (vedere fac simile di seguito) per segnalare in modo adeguato la presenza di videosorveglianza.

I cartelli dovranno essere posizionati in modo da essere chiaramente leggibili dall'esterno.

