



COMUNE DI SANTERAMO IN COLLE (BA)

Impianto Fotovoltaico "TORNASOLE"

della potenza di 22,00 MW in immissione e 27,09 MW in DC

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



TORNA SOLE SRL
Via Enrico Pappacena, 22 - 70124 BARI (BA)
Tel. (0034) 963 411 301 · Fax (0034) 963 411 279
info@grupozaragoza.com · www.grupozaragoza.com

TORNA SOLE S.R.L.
Via Enrico Pappacena, n.22
70124 BARI - ITALIA
P.IVA 06385140702

PROGETTAZIONE:



TÈKNE srl
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA
Tel +39 0883 553714 - 552841 - Fax +39 0883 552915
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it



PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:
dott. Renato Mansi

CONSULENTE:



TEKNE srl
SOCIETÀ DI INGEGNERIA
IL PRESIDENTE
Dott. RENATO MANSI

PD

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tavola:

RE05

Filename:

TKA686-PD-RE05-R0.docx

Data 1°emissione:

DICEMBRE 2022

Redatto:

G. POLICASTRO

Verificato:

G.PERTUSO

Approvato:

R.PERTUSO

Scala:

/

Protocollo Tekne:

n° revisione

1
2
3
4

TKA686

INDICE

1. PREMESSA	1
2. SCOPO	1
3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	1
4. DATI CLIMATICI	2
5. DESCRIZIONE TECNICA	3
5.1 CRITERI DI SCELTA	3
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	3
5.2.1 SOTTOCAMPO	6
6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	8
6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	8
6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	8
6.1.2 INVERTER	10
6.1.3 QUADRO AC	11
6.1.4 TRASFORMATORE MT/BT	11
6.1.4 CABINA MT DI CAMPO	12
6.2 CABINA DI RACCOLTA MT	12
6.2.1 QUADRO MT	13
6.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	13
6.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	14
6.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF)	14
6.2.5 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	14
6.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	15
6.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	15
6.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	15
6.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	16
6.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	16
6.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	17
6.3.6 CADUTE DI TENSIONE	17
6.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	18
6.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN ALTA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	18
6.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	18
6.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI ALTA TENSIONE	18
6.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI ALTA TENSIONE	19
6.4.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	19

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	<i>RO</i>	<i>Dicembre 2022</i>	<i>G. Policastro</i>	<i>G. Pertoso</i>	<i>R. Pertuso</i>	<i>TKA686</i>
						Filename:
						<i>TKA686-PD-RE05</i>

**RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

6.4.5	TIPI DI INSTALLAZIONE	19
6.4.6	CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	20
6.4.7	DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	20
6.5	RETE DI TERRA	27
6.5.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	27
6.5.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	28
7.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	29
8.	MISURE DI PROTEZIONE	30
8.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	30
8.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	30
8.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	31
9.	MONTAGGIO COMPONENTI	31
10.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	32
10.1	PROVE DI TIPO	32
10.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	32
10.3	VERIFICHE IN CANTIERE	33
10.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	33
11.	VALUTAZIONE ENERGETICA	34
12.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	35

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Dicembre 2022	G. Policastro	G. Pertoso	R. Pertuso	TKA686
						Filename: TKA686-PD-RE05

1. Premessa

La società **TORNA SOLE SRL** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto fotovoltaico**, denominato "**Tornasole**" in contrada "Montefungale", da **27,09 MWp (DC)** e **25,60 MWp (AC)** sito nel Comune di Santeramo in Colle (BA ed è censito al NCT del medesimo comune al Fg. 84 p.lle 31, 34, 58, 71, 72, 77, 79, 80, 327, 328, 335, 336, 498, 499, 965, 1159 (ex 23), 1160 (ex 23) e al Fg. 85 p.lle 62, 65, 95, 96, 97, 98, 201, 202, 203, 208, 209, 324, 392 (ex 125), 393 (ex 125), 394 (ex 125), 395 (ex 328), 396 (ex 328), 397 (ex 69), 398 (ex 69), 399 (ex 287), 400 (ex 287), 401 (ex 287), 402 (ex 287), 403 (ex 70), 404 (ex 70), 405 (ex 70), 406 (ex 68), 407 (ex 68) e di inoltrare richiesta di connessione di **22 MW** al gestore della rete di trasmissione nazionale. L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e le prescrizioni redatte dalla società TERNA S.p.a.

A questo proposito è utile sottolineare che, al fine di soddisfare i parametri di interconnessione di rete, sarà utilizzato un dispositivo di controllo PPC (Power Plant Controller).

2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto fotovoltaico, denominato "**TORNASOLE**", nel Comune di Santeramo in Colle (BA), in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 0-2 (2002-09) e dall'art. 93 comma 4 del Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

3. Ubicazione dell'impianto

La località d'installazione dell'impianto fotovoltaico è: Santeramo in Colle (BA).

L'area in oggetto si trova ad un'altitudine media di m 385 s.l.m. ed è costituito da 6 lotti le cui coordinate baricentriche sono:

- LOTTO A: 40° 45' 13" N – 16° 40' 07" E;
- LOTTO B: 40° 44' 57" N – 16° 40' 24" E;
- LOTTO C: 40° 44' 53" N – 16° 40' 12" E;
- LOTTO D: 40° 44' 48" N – 16° 40' 10" E;
- LOTTO E: 40° 44' 49" N – 16° 40' 22" E.

4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Santeramo in Colle (BA) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVGIS, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.



PVsyst V7.2.21

VC7, Simulation date:
30/11/22 13:10
with v7.2.21

Project: 20_ALT

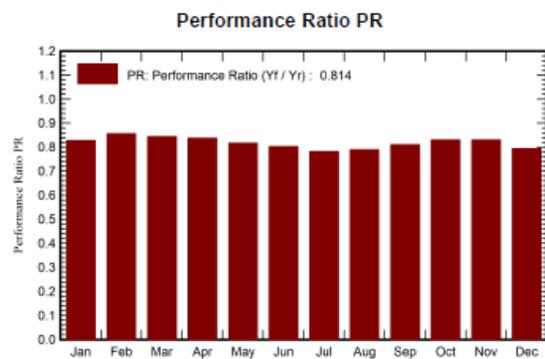
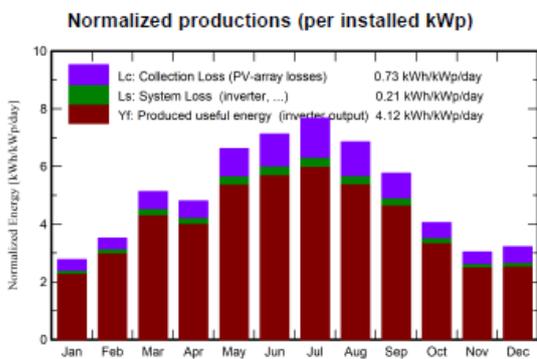
Variant: VC7-8x4H 125x1423x32x595@>9
m-RSM120-8-595M-SUN2000-215KTL-H3

Main results

System Production

Produced Energy 40.70 GWh/year
Apparent energy 42520.25 MVAh

Specific production 1502 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 81.37 %



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	60.1	29.24	5.97	86.1	79.9	2.025	1.929	0.827
February	75.3	36.29	7.61	98.3	93.5	2.395	2.280	0.856
March	132.8	51.76	8.90	159.0	152.2	3.827	3.637	0.844
April	133.7	69.74	11.79	144.2	137.5	3.443	3.276	0.838
May	200.0	73.73	16.30	205.0	196.0	4.773	4.533	0.816
June	215.4	75.57	21.71	213.9	204.6	4.893	4.648	0.802
July	235.3	59.72	25.88	238.0	228.2	5.319	5.042	0.782
August	198.4	65.38	25.37	212.2	203.3	4.780	4.538	0.789
September	148.6	52.33	20.04	173.0	165.7	3.997	3.796	0.810
October	98.7	41.31	15.55	125.6	119.8	2.970	2.826	0.830
November	65.5	32.91	10.18	91.1	85.1	2.151	2.051	0.831
December	63.6	24.88	6.33	99.7	91.1	2.247	2.144	0.794
Year	1627.5	612.86	14.68	1846.1	1756.9	42.820	40.700	0.814

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Nel caso del progetto “Tornasole”, l’irradiazione giornaliera media annua è stata calcolata secondo la seguente procedura:

- stima, sulla base del profilo del terreno, della sua ubicazione e dell’esposizione dell’impianto.

L’irraggiamento annuale nel piano risulta essere pari a 2.240,36 kWh/mq.

Mentre il valore della produzione media annua è di circa 1.502 kWh/kWp.

Quindi, il progetto per la costruzione del parco fotovoltaico “Tornasole”, qui proposto, potrà produrre circa 40,70 GWh/anno di energia elettrica.

5. Descrizione tecnica

5.1 Criteri di scelta

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l’impianto in 8 sottocampi con potenze da 6,4 MW e 2,4 MW e di trasformare l’energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante inverter di stringa trifase collegati direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

5.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture tracker
- cavi, cavidotti,
- quadri in cc
- gruppo di conversione cc/ca
- trasformatori
- cabine di raccolta MT

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 1423 stringhe da 32 moduli, per un totale di 45536 moduli fotovoltaici, pari ad una potenza di 595 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 27,09 MWp.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 8 sottocampi indipendenti. È stata prevista una cabina di raccolta che risulta connessa alla stazione di consegna per annettersi alla rete del Transmission System Operator (TSO).

I sottocampi sono costituiti ciascuno da un numero variabile di inverter di stringa (di seguito specificato in dettaglio per ogni sottocampo) composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo. Gli inverter avranno una potenza nominale di 200 kW con uscita a 800Vac.

Le uscite degli inverter vengono quindi portate ad un quadro AC, facente parte della stazione di trasformazione, che risulterà collegato, mediante opportune protezioni, al rispettivo trasformatore MT/bt 0.8/30kV. È stata prevista un'unica cabina di raccolta, facente capo a tutti i sottocampi, a sua volta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO.

Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Campo TR1 – TR2

Potenza unitaria modulo	595 Wp
N° Stringhe	328
N° Moduli fotovoltaici	$328 \times 32 = 10496$
Potenza complessiva DC	$10496 \times 595 \text{ Wp} = 6245,12 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	30
Potenza tot. Inverter	$30 \times 200 \text{ kVA} = 6000 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x6400 kVA

Campo TR3 – TR4

Potenza unitaria modulo	595 Wp
N° Stringhe	109
N° Moduli fotovoltaici	$109 \times 32 = 3488$
Potenza complessiva DC	$3488 \times 595 \text{ Wp} = 2075,36 \text{ kWp}$

N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x200 kVA=2000 kVA
Potenza Trasformatori	1x2400 kVA

Campo TR5

Potenza unitaria modulo	595 Wp
N° Stringhe	133
N° Moduli fotovoltaici	133x32=4256
Potenza complessiva DC	4256x595Wp=2532,32 kWp
N° Inverter di stringa	12
Potenza tot. Inverter	12x200 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2400 kVA

Campo TR6

Potenza unitaria modulo	595 Wp
N° Stringhe	134
N° Moduli fotovoltaici	134x32=4266
Potenza complessiva DC	4266x595Wp=2551,36 kWp
N° Inverter di stringa	12
Potenza tot. Inverter	12x200 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2400 kVA

Campo TR7 – TR8

Potenza unitaria modulo	595 Wp
N° Stringhe	141
N° Moduli fotovoltaici	141x32=4512
Potenza complessiva DC	4512x595Wp=2684,64 kWp
N° Inverter di stringa	12
Potenza tot. Inverter	12x200 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2400 kVA

La rete MT prevede 3 feeder composti da 2 e da 4 sottocampi. Tutti i sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esce. Ciascun feeder fa capo ad un modulo del quadro MT nella cabina di raccolta.

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di smistamento di Terna a 150kV.

5.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di ciascuna tipologia di sottocampo sono riportate sinteticamente nella tabella seguente.

10 stringhe per inverter

DC	Potenza nominale, Pn:	190,4 kWp ¹
	Numero di moduli	320
	Dimensioni in pianta (indicative):	906 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Risen RSM120-8-595M
	Potenza di picco nominale Pm:	595W
	Tensione alla potenza massima Vm:	34,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,25 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	41,40 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,26 A

11 stringhe per inverter

DC	Potenza nominale, Pn:	189,75 kWp ¹
	Numero di moduli	352
	Dimensioni in pianta (indicative):	997 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Risen RSM120-8-595M
	Potenza di picco nominale Pm:	595W
	Tensione alla potenza massima Vm:	34,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,25 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	41,40 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,26 A

12 stringhe per inverter

DC	Potenza nominale, Pn:	228,48 kWp ¹
	Numero di moduli	384
	Dimensioni in pianta (indicative):	1087 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Risen RSM120-8-595M
	Potenza di picco nominale Pm:	595W
	Tensione alla potenza massima Vm:	34,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,25 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	41,40 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,26 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter	Numero:	128
	Tipo:	SUN2000 215KTL-H3
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	200 kVA
	Tensione nominale:	800 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

6. Descrizione dei componenti

6.1 Campo Fotovoltaico

Ciascun sottocampo costituente il generatore fotovoltaico è costituito dai seguenti elementi:

6.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo RISEN "RSM120-8-595M" è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 120 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 3,0mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)

Potenza di picco nominale P _m :	595 W
Tensione alla potenza massima V _m :	34,50 V
Corrente alla potenza massima I _m :	17,25 A
Tensione a circuito aperto V _{oc} :	41,40 V
Corrente di corto circuito I _{sc} :	18,26 A
Efficienza massima:	21,0 %
Dimensioni:	2172 x 1303 mm
Spessore:	35 mm
Peso:	31,5 kg
Numero di celle:	120 (6x10+6x10)
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	αP _m : - 0,34% / °C αI _{sc} : + 0,04% / °C αV _{oc} : - 0,25% / °C

6.1.2 Inverter

Ciascuna stringa è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo Huawei SUN2000-215KTL-H3, con le caratteristiche di seguito riportate. La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SUN2000-215KTL-H3

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 500 ÷ 1500 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 200 W

Tensione nominale: 800 V

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Rendimento massimo: 99%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 25 ÷ 60°C

Sistema di raffreddamento: Smart Air Cooling

Grado di protezione: IP66

Umidità ambiente di funzionamento: 0% ÷ 100%

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, CEA2019, IEC 61727

Comunicazioni: MODBUS, USB, RS485, WLAN

Dimensioni: 1.035 x 0.700 x 0.365 m (LxPxH)

6.1.3 Quadro AC

Il quadro AC è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata, preposto a raccogliere il collegamento in parallelo degli inverter di stringa di un singolo sottocampo.

Il quadro è integrato nella stazione di trasformazione. Essa prevede infatti una sezione di BT costituita da due quadri da 18 ingressi ciascuno per il collegamento degli inverter di stringa al rispettivo trasformatore di sottocampo. Perciò ogni quadro avrà a disposizione:

- 18 interruttori per il collegamento agli inverter,
- 1 interruttore generale,
- Barra di terra compresa di scaricatore;

6.1.4 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in olio, delle potenze di 6400 kVA e 2400 kVA adiacenti ai rispettivi inverter. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Trafo da 6400 kVA

Potenza nominale trasformatore:	6400 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,800 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Sistema raffreddamento:	ONAN

Trafo da 2400 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2400 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,800 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Sistema raffreddamento:	ONAN

6.1.4 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

6.2 Cabina di Raccolta MT

Le cabine MT in campo sono raggruppate in 3 feeder. I tre feeder della sezione fanno capo alla propria cabina di raccolta attraverso un collegamento in antenna. All'interno delle cabine sono installati un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto MT prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 30 kV 16kA
- n° 3 Scomparti MT prefabbricati per il collegamento ad antenna delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparti MT prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti BT prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

6.2.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt

È previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;

- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione, esso ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 250A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

6.2.4 Quadri Misure Fiscali (QMF)

Il QMF è costituito da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

6.2.5 Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo usato per gestire gli impianti di produzione così da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal suo gestore.

Esso servirà, tra gli altri, a valutare via via ed eventualmente limitare le potenze attiva e reattiva prodotte dall'impianto garantendo una migliore stabilità della rete e della potenza in uscita che, sarà, di fatto sempre compatibile con la potenza richiesta di connessione sul punto di interconnessione alla rete nazionale.

6.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione

6.3.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1200 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	550 V $\pm 5\%$
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz $\pm 2\%$
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	TNS

6.3.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	H1Z2Z2-K
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale dell'isolamento	Gomma reticolata senza alogeni
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	1500 V c.c., 1000 V c.a.
Tensione massima	1800 V c.c., 1200 V c.a.

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Materiale del conduttore	Rame rosso
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale del riempitivo	Termoplastico, penetrante tra le anime (multipolari)
Materiale dell'isolamento	PVC qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	600/1000 c.a., 1500 c.c.
Tensione massima	1200 V c.a., 1800 V c.c.
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm ²

Il cavo è inoltre conforme alla recente normativa CPR per la reazione al fuoco, ai sensi del regolamento 305/2011/UE.

6.3.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

6.3.4 Portata dei cavi in regime permanente

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

I_N = Portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

I_Z = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

I_f = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

6.3.5 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

6.3.6 Cadute di tensione

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso

modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

6.3.7 Posa dei cavi in tubi

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

6.4 Collegamenti elettrici in alta tensione e relativi calcoli

6.4.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

6.4.2 Caratteristiche del cavo di alta tensione

Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARG7H1E(X) 18/30(36)kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Tipo di conduttore:	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno:	Mescola semi-conduttrice
Materiale dell'isolamento:	XLPE
Materiale del semi-conduttore esterno:	Estruso, pelabile a freddo
Schermo:	Filo di rame + nastro di rame
Materiale della guaina esterna:	PE
Temperatura massima:	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 kV
Tensione nominale massima di impiego	36 kV

6.4.3 Dimensionamento dei cavi di alta tensione

Il dimensionamento dei cavi in alta tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego (I_b), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

6.4.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

6.4.5 Tipi di installazione

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

6.4.6 Calcolo della portata effettiva

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sottoindicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)
- K2 coefficiente di correzione per profondità di posa
- K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.
- K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K1 * K2 * K3 * K4$$

6.4.7 Dimensionamento e verifiche

Dimensionamento termico

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 90°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 250°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento XLPE
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in polietilene reticolato di qualità XLPE la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 250°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di alta tensione (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di alta e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 90°C e alla fine del corto circuito di 250°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di alta tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos\varphi + X \times \sin\varphi)$$

nella quale:

- L = lunghezza della linea espressa in km
- I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
- R = resistenza (a 80°) della linea in Ω
- X = reattanza della linea in Ω
- $\cos\varphi$ = fattore di potenza
- k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Dimensionamento linea di connessione alla SSE

potenza impianto	25,6	MW
tensione	30	kV
corrente	494	A
lunghezza cavidotto	4100	m

cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	caduta di tensione %
120	295	1,7	2	0,3400	1,963%	1,958%
150	330	1,5	2	0,2770	1,599%	1,596%
185	373	1,3	2	0,2210	1,276%	1,273%
240	434	1,1	2	0,1690	0,976%	0,973%
300	489	1,0	2	0,1350	0,779%	0,778%
400	560	0,9	1	0,1060	1,224%	1,221%
500	639	0,8	1	0,0830	0,958%	0,956%
630	728	0,7	1	0,0660	0,762%	0,760%

Dimensionamento linee di connessione FEED 1

potenza impianto	12	MW
tensione	30	kV
corrente	232	A
lunghezza cavidotto	1100	m

cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	caduta di tensione %
120	295	0,8	1	0,3400	0,500%	0,499%
150	330	0,7	1	0,2770	0,407%	0,406%
185	373	0,6	1	0,2210	0,325%	0,324%
240	434	0,5	1	0,1690	0,248%	0,248%
300	489	0,5	1	0,1350	0,198%	0,198%
400	560	0,4	1	0,1060	0,156%	0,155%
500	639	0,4	1	0,0830	0,122%	0,122%
630	728	0,3	1	0,0660	0,097%	0,097%

Dimensionamento linee di connessione FEED 2

potenza impianto	4	MW
tensione	30	kV
corrente	77	A
lunghezza cavidotto	650	m

cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	caduta di tensione %
120	295	0,3	1	0,3400	0,098%	0,098%
150	330	0,2	1	0,2770	0,080%	0,080%
185	373	0,2	1	0,2210	0,064%	0,064%
240	434	0,2	1	0,1690	0,049%	0,049%
300	489	0,2	1	0,1350	0,039%	0,039%
400	560	0,1	1	0,1060	0,031%	0,031%
500	639	0,1	1	0,0830	0,024%	0,024%
630	728	0,1	1	0,0660	0,019%	0,019%

Dimensionamento linee di connessione FEED 3

potenza impianto	9,6	MW
tensione	30	kV
corrente	185	A
lunghezza cavidotto	1100	m

cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	caduta di tensione %
120	295	0,6	1	0,3400	0,400%	0,399%
150	330	0,6	1	0,2770	0,326%	0,325%
185	373	0,5	1	0,2210	0,260%	0,259%
240	434	0,4	1	0,1690	0,199%	0,198%
300	489	0,4	1	0,1350	0,159%	0,158%
400	560	0,3	1	0,1060	0,125%	0,124%
500	639	0,3	1	0,0830	0,098%	0,097%
630	728	0,3	1	0,0660	0,078%	0,077%

6.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrato intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrato e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrato.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori AT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

6.5.1 Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrato devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

6.5.2 Collegamenti di terra

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore AT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore AT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

7. Sistema di supervisione dell'impianto FV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione AT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

8. Misure di protezione

8.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

8.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30$ mA
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

8.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

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

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

9. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno;
- Posa in opera dei quadri di parallelo;
- Posa in opera degli inverter;

- Posa in opera della Cabina di trasformazione AT/bt;

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverters e la cabina di trasformazione AT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in AT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta AT, contenente quadri AT, trasformatore AT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in AT, mediante gli appositi cavidotti.

10. Collaudi e messa in servizio

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

10.1 Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

10.2 Prove di accettazione in fabbrica

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

10.3 Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a “regola d’arte”.

10.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto.

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prove strumentali sugli impianti elettrici

- Prova di isolamento verso terra:
Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico
- Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico
- Verifica degli strumenti di misura

11. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua.

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- interruzioni per manutenzione,
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,

**Produzione
[kWh/anno]**

Totale impianto da 27,09 MWp 40 695 067,84

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto fotovoltaico "Tornasole" nel Comune di Santeramo in Colle (BA)

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a circa 390 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ENEL 2018), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

➤ **Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 15 871,08 ton**

12. Normativa di riferimento

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*

- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*
- CEI EN 50588-1 *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U_{max} per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- 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 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*

- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*

- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*

- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico*

e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso

- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-2/EC: *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 EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

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

