



CITTA' DI SPINAZZOLA
prov. di Barletta-Andria-Trani
REGIONE PUGLIA

IMPIANTO AGROVOLTAICO "ATLANTE"
della potenza di 53 MW in AC e 60,18 MW in DC

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



ATLANTE Srl
P.IVA: 08447050728,
Sede legale: Via Guido D'Arezzo, 15
20145, MILANO (MI)
E-mail: atlante10@pec.it, atlante10srl@gmail.com

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:
Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:
dott. Renato Mansi



TEKNE srl
SOCIETÀ DI INGEGNERIA
IL PRESIDENTE
Dott. RENATO MANSI

PD

**RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

Tavola: **RE05**

Filename:
TKA696-PD-Relazione specialistica e calcoli
impianto fotovoltaico-R0.doc

Data 1°emissione: Aprile 2022	Redatto: R.PERTUSO	Verificato: G.PERTOSO	Approvato: R.PERTUSO	Scala:	Protocollo Tekne:
n° revisione					
1					
2					
3					
4					

TKA696

INDICE

1. PREMESSA	1
2. SCOPO	1
3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	1
4. DATI CLIMATICI	1
5. DESCRIZIONE TECNICA	4
5.1 CRITERI DI SCELTA	4
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	4
5.2.1 SOTTOCAMPO	8
6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	10
6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	10
6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	10
6.1.2 STRUTTURE TRACKER	12
6.1.3 QUADRO DI PARALLELO (QP)	12
6.1.4 INVERTER	13
6.1.4 TRASFORMATORE MT/BT	15
6.1.5 CABINA MT DI CAMPO	15
6.2 CABINA DI RACCOLTA MT	16
6.2.1 QUADRO MT CABINA LOTTO A	16
6.2.2 QUADRO MT CABINA LOTTO B	17
6.2.3 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	17
6.2.4 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	18
6.2.5 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	18
6.2.6 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	18
6.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	19
6.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	19
6.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	19
6.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	20
6.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	20
6.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	21
6.3.6 CADUTE DI TENSIONE	21
6.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	22
6.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	22
6.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	22
6.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	22

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Aprile 2022	R. Pertuso	G. Pertuso	R. Pertuso	TKA696
						Filename:
						TKA696-PD-RE05

**RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO
AGROVOLTAICO**

6.4.3	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	23
6.4.4	VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	23
6.4.5	TIPI DI INSTALLAZIONE	23
6.4.6	CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	24
6.4.7	DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	24
6.5	RETE DI TERRA	30
6.5.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	31
6.5.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	31
7.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	32
8.	MISURE DI PROTEZIONE	33
8.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	33
8.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	33
8.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	34
9.	MONTAGGIO COMPONENTI	34
10.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	35
10.1	PROVE DI TIPO	35
10.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	35
10.3	VERIFICHE IN CANTIERE	35
10.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	36
11.	VALUTAZIONE ENERGETICA	37
12.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	38

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Aprile 2022	R. Pertuso	G. Pertoso	R. Pertuso	TKA696
						Filename:
						TKA696-PD-RE05

1. Premessa

La società **Atlante srl** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto agrovoltaiico**, denominato “**Atlante**” tre le località **Pilella e La Ginestra**, da **60,177 MWp (DC)** e **57,500 MWp (AC)** nel comune di **Spinazzola (BT)** (foglio 111, particelle 52-115, Fg 112 p.lle 1-7-8, Fg. 113 p.la 1, Fg. 115 p.lle 3-4-6-10-11-13-14-15-16-17-18-2018, Fg. 116 p.la 1), e di inoltrare richiesta di connessione di **53 MW** al gestore della rete di trasmissione nazionale.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, 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 agrovoltaiico, denominato “**Atlante**”, nel comune di Spinazzola (BT), 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 agrovoltaiico è: Spinazzola (BT).

I dati geografici (*sist.rif. Geografico WGS 84-UTM33N*) di riferimento della suddetta località sono:

LOTTO NORD	LOTTO SUD
- latitudine: 40.586085 Nord	- latitudine: 40.572637 Nord
- longitudine: 17.802519 Est	- longitudine: 17.805913 Est
- altitudine: 400 m.s.l.m.	- altitudine: 400 m.s.l.m.

4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Spinazzola (BT) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVSYST, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse:

Sezione Tracker

PVSYST 7.0.17	Tekne s.r.l. (Italy)	16/02/21	Page 4/6					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		TKA696-IMP.PV ATLANTE-R0						
Simulation variant :		SEZIONE TRACKER						
Main system parameters		System type						
Horizon		Average Height						
PV Field Orientation		tilt						
PV modules		Model						
PV Array		Nb. of modules						
Inverter		Model						
Inverter pack		Nb. of units						
User's needs		Unlimited load (grid)						
		Unlimited Trackers with backtracking						
		1.1°						
		CS3W-450MS 1500V						
		Pnom 450 Wp						
		131712						
		Pnom total 59270 kWp						
		SG3125HV-30						
		Pnom 3125 kW ac						
		18.0						
		Pnom total 56250 kW ac						
Main simulation results								
System Production		Produced Energy 106912 MWh/year						
		Specific prod. 1804 kWh/kWp/year						
		Performance Ratio PR 87.56 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 59270 kWp</p> <p> ■ Lc: Collection Loss (PV-array losses) 0.56 kWh/kWp/day ■ Ls: System Loss (inverter, ...) 0.15 kWh/kWp/day ■ Yf: Produced useful energy (inverter output) 4.94 kWh/kWp/day </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR: Performance Ratio (Yf/Yt) : 0.876</p> </div> </div>								
SEZIONE TRACKER								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	59.0	25.87	6.29	78.7	75.2	4499	4345	0.932
February	72.7	37.62	6.38	92.4	88.7	5235	5070	0.926
March	119.3	54.05	9.38	151.1	145.5	8342	8095	0.904
April	152.7	63.93	12.33	195.3	188.6	10612	10313	0.891
May	199.4	73.62	17.71	257.5	248.8	13572	13195	0.865
June	202.8	80.28	22.00	258.2	249.5	13419	13057	0.853
July	223.7	70.77	25.27	292.6	283.0	14961	14561	0.839
August	192.0	67.17	24.83	250.7	242.4	12927	12576	0.846
September	140.4	51.83	19.26	185.3	179.0	9855	9578	0.872
October	105.9	41.57	15.88	140.3	135.0	7691	7466	0.898
November	66.9	28.14	11.09	88.3	84.7	4981	4818	0.920
December	52.8	24.93	7.76	69.8	66.3	3978	3838	0.928
Year	1587.6	619.77	14.90	2060.2	1986.6	110073	106912	0.876
<p>Legends: GlobHor Global horizontal irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings</p> <p>DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array</p> <p>T_Amb T. amb. E_Grid Energy injected into grid</p> <p>GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio</p>								

PVsyst Licensed to Tekne s.r.l. (Italy)

Sezione Fissa

PVSYST 7.0.17	Tekne s.r.l. (Italy)	16/02/21	Page 4/6					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		TKA696-IMP.PV ATLANTE-R0						
Simulation variant :		SEZIONE FISSA						
Main system parameters		System type Unlimited sheds						
Horizon	Average Height	1.1°						
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth 0°					
PV modules	Model	CS3W-450MS 1500V	Pnom 450 Wp					
PV Array	Nb. of modules	2016	Pnom total 907 kWp					
Inverter	Model	SG1250HV	Pnom 1250 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results		Produced Energy 1046 MWh/year						
System Production		Performance Ratio PR	62.76 %					
		Specific prod. 1153 kWh/kWp/year						
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 907 kWp		Performance Ratio PR						
<p>Normalized Energy [kWh/kWp/day]</p> <p>Legend: Lc: Collection Loss (PV-array losses) 0.5 kWh/kWp/day Li: System Loss (inverter, ...) 1.37 kWh/kWp/day Yf: Produced useful energy (inverter output) 3.16 kWh/kWp/day</p>		<p>PR: Performance Ratio (Yf/Yr): 0.628</p>						
SEZIONE FISSA								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	59.0	25.87	6.29	96.2	92.5	83.8	55.2	0.633
February	72.7	37.62	6.38	100.5	96.6	86.6	56.5	0.620
March	119.3	54.05	9.38	146.3	140.8	122.8	84.8	0.639
April	152.7	63.93	12.33	168.6	161.5	138.7	97.9	0.640
May	199.4	73.62	17.71	198.7	190.4	159.4	112.5	0.624
June	202.8	80.28	22.00	193.6	185.3	152.9	107.5	0.612
July	223.7	70.77	25.27	219.0	210.2	170.5	123.3	0.621
August	192.0	67.17	24.83	204.8	196.7	160.5	115.0	0.619
September	140.4	51.83	19.26	167.2	160.7	134.9	96.1	0.633
October	105.9	41.57	15.88	147.3	142.5	123.2	87.7	0.656
November	66.9	28.14	11.09	105.3	101.2	90.1	60.3	0.631
December	52.8	24.93	7.76	89.1	84.5	76.7	49.1	0.608
Year	1587.6	619.77	14.90	1836.8	1762.8	1500.1	1045.9	0.628
Legends:		GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EArray	Effective energy at the output of the array	
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		E_Grid	Energy injected into grid			
	T_Amb	T amb.		PR	Performance Ratio			
	GlobInc	Global incident in coll. plane						

PVsySt Licensed to: Tekne s.r.l. (Italy)

Nel caso del progetto “Spinazzola”, 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 1153 kWh/mq.

Il valore della produzione media annua, per la sezione fissa, è di circa 1.153 kWh/kWp.

Mentre il valore della produzione media annua, per la sezione tracker, è di circa 1.804 kWh/kWp.

Quindi, il progetto per la costruzione del parco agrovoltaico “Atlante”, qui proposto, potrà produrre circa 1,046 GWh/anno di energia elettrica per la sezione tracker e circa 106,912 GWh/anno di energia elettrica per la sezione tracker, per un totale di 107,958 GWh/anno.

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 19 sottocampi, di cui 18 con potenze da 3,125 MW per la sezione tracker e 1 da 1,125 MW per la sezione fissa e di trasformare l’energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante l’inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

E’ inoltre prevista un’area eventualmente a dedicarsi all’immagazzinamento dell’energia elettrica, cosiddetto storage. Ai fini dell’eventuale sfruttamento dell’area a tale finalità si è deciso di inserire in cabina MT una sezione del quadro per il collegamento delle apparecchiature di storage alla restante parte dell’impianto.

5.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture tracker
- strutture fisse

- cavi, cavidotti,
- quadri in cc
- gruppo di conversione cc/ca
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 4776 stringhe da 28 moduli, per un totale di 133728 moduli fotovoltaici, pari ad una potenza di 450 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 60,177 MWp. In particolare, la centrale fotovoltaica avrà una sezione fissa di 72 stringhe e una sezione tracker composta da 4704 stringhe.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 19 sottocampi indipendenti. Sono state previste due cabine di raccolta, una a cui faranno capo i 4 sottocampi del lotto A, l'altra a cui sarà collegata sia la prima cabina, sia i restanti sottocampi e che risulta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione dell'energia in AT per poi fornire il collegamento alla rete del TSO.

I sottocampi sono costituiti ciascuno da: 8 quadri parallelo (QP), nel caso dell'inverter da 1,250 MW, o 21 QP nel caso degli inverter da 3,125 MW. Questi saranno composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo all'interno del quadro stesso e dotate di sezionatori, in modo da essere singolarmente sezionabili, di un fusibile e di uno scaricatore di sovratensione.

Le uscite delle stringhe, collegate in parallelo nei quadri, vengono portate all'ingresso dell'inverter. I campi presentano inverter da 1.250 kVA e 3.125 kVA con uscita, rispettivamente a 550V o 600V, che risulta collegata, mediante tutte le necessarie protezioni previste dalla normativa, al rispettivo trasformatore MT/bt alloggiato in adiacenza, su un'unica piazzola, all'inverter con uscita a 30 kV. La tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata.

La rete MT prevede 1 feeder e 4 anelli, il primo feeder collegherà la sezione fissa alla cabina del lotto A, gli altri anelli collegheranno tra loro e alle cabine di raccolta i rimanenti sottocampi. Tutti i sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esci. Ciascun anello fa capo a due moduli del quadro MT nella cabina di raccolta, il feeder invece farà capo ad un solo modulo del quadro MT.

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 elettrica di Terna a 150kV.

Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Feeder 1 (TR1.1)

Quadri parallelo	8
Stringhe	72
Moduli	72x28=2016
Inverter	1x1250 kVA
Trasformatori	1x1250 kVA
Potenza unitaria modulo	450 Wp
Potenza complessiva DC	907 kWp

Anello 1 (TR1.2 – TR1.3 - TR1.4)

Quadri parallelo	21
Stringhe	282
Moduli	282x28=7896
Inverter	1x3125kVA
Trasformatori	1x3125kVA
Potenza unitaria modulo	450 Wp
Potenza complessiva DC	3553 kWp

Anello 2 (TR2.1 – TR2.2 – TR2.3 – TR 2.4) – Anello 3 (TR3.1 – TR3.2 – TR3.3 – TR3.4)

Quadri parallelo	21
Stringhe	258
Moduli	258x28=7224
Inverter	1x3125kVA
Trasformatori	1x3125kVA
Potenza unitaria modulo	450 Wp
Potenza complessiva DC	3250 kWp

Anello 3 (TR3.5) – Anello 4 (TR4.1 – TR4.2 – TR4.3 – TR4.4 – TR4.5)

Quadri parallelo	21
Stringhe	256
Moduli	256x28=7168
Inverter	1x3125kVA
Trasformatori	1x3125kVA
Potenza unitaria modulo	450 Wp
Potenza complessiva DC	3225 kWp

5.2.1 Sottocampo

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

Parallelo di 9 stringhe

Linea DC ¹	Potenza nominale, Pn:	115 kWp ¹
	Numero di moduli	252
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	9
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	594 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	MODULO HIKU CS3W-450MS
	Potenza di picco nominale Pm:	450 W ¹
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	11,12 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,7 V
	Corrente di corto circuito Isc:	11,65 A

¹ Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.

Parallelo di 12 stringhe

Linea DC ¹	Potenza nominale, Pn:	152 kWp ¹
	Numero di moduli	336
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	12
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	792 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	MODULO HIKU CS3W-450MS
	Potenza di picco nominale Pm:	450 W ¹
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	11,12 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,7 V
	Corrente di corto circuito Isc:	11,65 A

Parallelo di 13 stringhe

Linea DC ¹	Potenza nominale, Pn:	165 kWp ¹
	Numero di moduli	364
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	13
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	858 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	MODULO HIKU CS3W-450MS
	Potenza di picco nominale Pm:	450 W ¹
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	11,12 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,7 V
	Corrente di corto circuito Isc:	11,65 A

Parallelo di 14 stringhe

Linea DC	Potenza nominale, Pn:	175 kWp ¹
	Numero di moduli	392
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	14
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	925 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	MODULO HIKU CS3W-450MS
	Potenza di picco nominale Pm:	450 W ¹
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,50 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	11,12 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,7 V
	Corrente di corto circuito Isc:	11,65 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter ¹	Numero:	18
	Tipo:	SG3125HV
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	800 ÷ 1300 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	3125 kVA @ 50°C
	Tensione nominale:	600 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

Inverter ¹	Numero:	1
	Tipo:	SG1250HV
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	800 ÷ 1300 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	1250 kVA @ 55°C
	Tensione nominale:	600 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 CANADIAN SOLAR “HIKU CS3W-450MS” è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 144 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 3,2mm; 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 :	450.0 W
Tensione alla potenza massima V _m :	40,5 V
Corrente alla potenza massima I _m :	11,12 A
Tensione a circuito aperto V _{oc} :	48,7 V
Corrente di corto circuito I _{sc} :	11,65 A
Efficienza massima:	20.37 %
Dimensioni:	2108 x 1048 mm
Spessore:	40 mm
Peso:	24,9 kg
Tipo di celle:	Tipo P - silicio monocristallino
Numero di celle:	144 (2x12x6)
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	αP _m : - 0,36% / °C αI _{sc} : + 0,05% / °C αV _{oc} : - 0,29% / °C

6.1.2 Strutture tracker

Come descritto precedentemente, una parte del generatore fotovoltaico prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore di tipo a pistone idraulico, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 56 moduli fotovoltaici di +/-60° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia, alimentato a 230V@50Hz con un consumo annuo di circa 27 kWh/anno per singolo tracker.

La regolazione dell'inclinazione è di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless. Il controller, inoltre, comprende un anemometro e un GPS: attraverso le rilevazioni di questi dispositivi, esso, applicando un algoritmo di tracking dell'irraggiamento solare, permette di sistemare istantaneamente l'orientamento del generatore fotovoltaico.

6.1.3 Quadro di parallelo (QP)

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo di almeno 9 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il quadro, nella fattispecie quello composto da 9 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

- scaricatore di sovratensione
- n° 9 sezionatore con fusibile, In=16A
- n° 1 sezionatore, In=250A
- barra di terra e ogni altro accessorio

I sottocampi con più stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

6.1.4 Inverter

Ciascun quadro di parallelo di un sottocampo è collegato ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo SG3125HV, 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).

SG3125HV

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 800 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 3125 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 600 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: opzionale: max 10 kVA

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

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

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 2,99 x 2,59 x 2,43 m (LxPxH)

SG1250HV

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 800 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 1250 kVA @ 55 °C

Tensione nominale: 550 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: opzionale: max 10 kVA

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

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

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 1,80 x 1,91 x 0,84 m (LxPxH)

6.1.4 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in olio, della potenza di 3125 kVA o 1250 kVA adiacenti ai rispettivi inverter. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Trafo da 3125 kVA

Potenza nominale trasformatore:	3125 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,600 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Sistema raffreddamento:	ONAN
Dimesioni:	2280 x 1610 x 2420 m (LxPxH) circa
Peso:	6510 kg circa

Trafo da 1250 kVA

Potenza nominale trasformatore:	1250 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,550 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Sistema raffreddamento:	ONAN
Dimesioni:	1880 x 1190 x 21400 m (LxPxH) circa
Peso:	3925 kg circa

6.1.5 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 1 feeder e 4 anelli sui quali sono collegate in entra-esci. Le cabine MT del lotto A faranno capo ad una cabina di raccolta, quelle del lotto B faranno capo ad un'altra cabina di raccolta. All'interno delle cabine sono installati un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.1 Quadro MT cabina lotto A

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. 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° 4 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento ad anello 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. Uno scomparto sarà libero e potrà essere utilizzato ai fini del cosiddetto storage per l'accumulo in batterie dell'energia elettrica.
- n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. 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 400 A.

6.2.2 Quadro MT cabina lotto B

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 1250 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 1250 A – 36 kV 16KA
- n° 7 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento ad anello 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° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. 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 1250 A.

6.2.3 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.

6.2.4 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.

6.2.5 Quadri Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

6.2.6 Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, "Codice di rete", Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione delle potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

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 $\pm 5\%$ / 600 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:	FG21M21 ovvero 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 media 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 media tensione

Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARG7H1EX 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:	HEPR
Materiale del semi-conduttore esterno:	Estruso, pelabile a freddo
Schermo:	Filo di rame + nastro di rame
Materiale della guaina esterna:	PE
Temperatura massima:	105°C in condizioni di esercizio normali 300°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 Kv
Tensione nominale massima di impiego	36 KV
Massima forza di tiro durante la posa:	50.0 N/mm ²
Conformità:	EN 60228, HD 620, IEC 60502-2

Cavo tripolare schermato a fili di rame di tipo SK1 (Shock Proof 1) composto da una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Questo cavo è equiparabile ad un cavo armato conformemente alla CEI 11-17 punto 4.3.11b.

6.4.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Il dimensionamento dei cavi in media 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 sotto indicata 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 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- 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 mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°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 media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media 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 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°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 media 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	57,5	MW
tensione	30	kV
corrente	1110	A
lunghezza cavidotto	4655	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	3.8	4	0,3400	2.534%	2.528%
150	330	3.4	4	0,2770	2.064%	2.060%
185	373	3.0	3	0,2210	2.196%	2.191%
240	434	2.6	3	0,1690	1.679%	1.675%
300	489	2.3	3	0,1350	1.341%	1.338%
400	560	2.0	2	0,1060	1.580%	1.576%
500	639	1.7	2	0,0830	1.237%	1.234%
630	728	1.5	2	0,0660	0.984%	0.981%

Dimensionamento linee di connessione COLLEGAMENTO LOTTO A-B

potenza anello	10,625	MW
tensione	30	kV
corrente	205	A
lunghezza cavidotto	2900	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0.7	1	0,3400	1.167%	1.164%
150	330	0.6	1	0,2770	0.951%	0.948%
185	373	0.5	1	0,2210	0.758%	0.757%
240	434	0.5	1	0,1690	0.580%	0.579%
300	489	0.4	1	0,1350	0.463%	0.462%
400	560	0.4	1	0,1060	0.364%	0.363%
500	639	0.3	1	0,0830	0.285%	0.284%
630	728	0.3	1	0,0660	0.226%	0.226%

Dimensionamento linee di connessione FEEDER 1

potenza anello	1,25	MW
tensione	30	kV
corrente	25	A
lunghezza cavidotto	760	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0.1	1	0,3400	0.036%	0.036%
150	330	0.1	1	0,2770	0.029%	0.029%
185	373	0.1	1	0,2210	0.023%	0.023%
240	434	0.1	1	0,1690	0.018%	0.018%
300	489	0.0	1	0,1350	0.014%	0.014%
400	560	0.0	1	0,1060	0.011%	0.011%
500	639	0.0	1	0,0830	0.009%	0.009%
630	728	0.0	1	0,0660	0.007%	0.007%

Dimensionamento linee di connessione RING 1

potenza anello	9,375	MW
tensione	30	kV
corrente	180	A
lunghezza cavidotto	1710	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0.6	1	0,3400	0.444%	0.443%
150	330	0.5	1	0,2770	0.362%	0.361%
185	373	0.5	1	0,2210	0.288%	0.288%
240	434	0.4	1	0,1690	0.221%	0.220%
300	489	0.4	1	0,1350	0.176%	0.176%
400	560	0.3	1	0,1060	0.138%	0.138%
500	639	0.3	1	0,0830	0.108%	0.108%
630	728	0.2	1	0,0660	0.086%	0.086%

Dimensionamento linee di connessione RING 2

potenza anello	15,625	MW
tensione	30	kV
corrente	300	A
lunghezza cavidotto	4500	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1.0	2	0,3400	1.331%	1.328%
150	330	0.9	1	0,2770	2.169%	2.164%
185	373	0.8	1	0,2210	1.731%	1.727%
240	434	0.7	1	0,1690	1.323%	1.320%
300	489	0.6	1	0,1350	1.057%	1.055%
400	560	0.5	1	0,1060	0.830%	0.828%
500	639	0.5	1	0,0830	0.650%	0.648%
630	728	0.4	1	0,0660	0.517%	0.516%

Dimensionamento linee di connessione RING 3

potenza anello	15,625	MW
tensione	30	kV
corrente	300	A
lunghezza cavidotto	3100	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1.0	2	0,3400	0.917%	0.915%
150	330	0.9	1	0,2770	1.494%	1.491%
185	373	0.8	1	0,2210	1.192%	1.189%
240	434	0.7	1	0,1690	0.912%	0.910%
300	489	0.6	1	0,1350	0.728%	0.727%
400	560	0.5	1	0,1060	0.572%	0.570%
500	639	0.5	1	0,0830	0.448%	0.447%
630	728	0.4	1	0,0660	0.356%	0.355%

Dimensionamento linee di connessione RING 4

potenza anello	15,625	MW
tensione	30	kV
corrente	300	A
lunghezza cavidotto	2470	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1.0	2	0,3400	0.731%	0.729%
150	330	0.9	1	0,2770	1.191%	1.188%
185	373	0.8	1	0,2210	0.950%	0.948%
240	434	0.7	1	0,1690	0.726%	0.725%
300	489	0.6	1	0,1350	0.580%	0.579%
400	560	0.5	1	0,1060	0.456%	0.455%
500	639	0.5	1	0,0830	0.357%	0.356%
630	728	0.4	1	0,0660	0.284%	0.283%

6.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrate 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 interrata 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 interrata.

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 MT/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 interrate 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 MT/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 MT/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 MT, 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 $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- 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 MT/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 MT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/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 MT, 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]
Campo da 1.250 kWp, fisso	1.046
Campo da 3.125 kWp, tracker	5.939.555
Totale impianto da 60,177 MWp	107.958.000

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto fotovoltaico "Atlante" nel Comune di Spinazzola (BT)

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: 42.103,62 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.



Il Tecnico

Ing. Renato Pertuso