



CITTA' DI ISPICA

CITTA' DI NOTO

REGIONE SICILIA

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO
"FATTORIA SOLARE GERBI"
della potenza di 38,096 MW in DC
PROGETTO DEFINITIVO**

COMMITTENTE:



REN 173 S.r.l.
Salita di Santa Caterina 2/1
16123 Genova (GE)
P.IVA 02644720993

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

PROGETTO DEFINITIVO

**RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

Tavola: **RE05**

Filename:
TKA748-PD-RE05-Relazione tecnica impianto fotovoltaico-R0.doc

Data 1°emissione:
Giugno 2023

Redatto:
G.PISANI

Verificato:
G.PERTUSO

Approvato:
R.PERTUSO

Scala:

Protocollo Tekne:

n° revisione	1			
	2			
	3			
	4			

TKA748

INDICE

1. PREMESSA	1
2. SCOPO	1
3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	2
4. DATI CLIMATICI	2
5. DESCRIZIONE TECNICA	4
5.1 CRITERI DI SCELTA	4
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	4
5.2.1 SOTTOCAMPO	10
6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	15
6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	15
6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	15
6.1.2 SISTEMA DI TRACKING	19
6.1.3 INVERTER	19
6.1.4 QUADRO AC	22
6.1.5 TRASFORMATORE MT/BT	22
6.1.6 CABINA MT DI CAMPO	24
6.2 CABINE DI RACCOLTA MT	27
6.2.1 CABINA DI RACCOLTA 1 MT	27
6.2.1.1 QUADRO MT	27
6.2.1.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	28
6.2.1.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	29
6.2.1.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	29
6.2.1.5 ENERGIZZAZIONE DEI TRASFORMATORI	29
6.2.2 CABINA DI RACCOLTA 2 MT	30
6.2.2.1 QUADRO MT	30
6.2.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	31
6.2.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	31
6.2.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	32
6.2.2.5 ENERGIZZAZIONE DEI TRASFORMATORI	32
6.2.3 CABINA DI RACCOLTA GENERALE MT	32
6.2.3.1 QUADRO MT	32
6.2.3.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	33
6.2.3.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	34
6.2.3.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	34
6.2.3.5 ENERGIZZAZIONE DEI TRASFORMATORI	34
6.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	35
6.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	35
6.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	35

PD PROGETTO DEFINITIVO	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2023	<i>G. PISANI</i>	<i>R. PERTUSO</i>	<i>R. PERTUSO</i>	TKA748
						Filename:
						TKA748-PD-RE05

6.3.3	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	36
6.3.4	PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	37
6.3.5	PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	38
6.3.6	CADUTE DI TENSIONE	38
6.3.7	POSA DEI CAVI IN TUBI	38
6.4	COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	39
6.4.1	DATI NOMINALI DI IMPIANTO	39
6.4.2	CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	39
6.4.3	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	40
6.4.4	VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	40
6.4.5	TIPI DI INSTALLAZIONE	40
6.4.6	CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	41
6.4.7	DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	42
6.5	RETE DI TERRA	49
6.5.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	49
6.5.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	50
7.	SISTEMA DI STORAGE	51
7.1.1	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	51
7.1.2	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	53
7.1.3	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI ACCUMULO	54
7.1.4	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	55
8.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	59
9.	MISURE DI PROTEZIONE	60
9.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	60
9.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	60
9.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	61
10.	MONTAGGIO COMPONENTI	61
11.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	62
11.1	PROVE DI TIPO	63
11.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	63
11.3	VERIFICHE IN CANTIERE	63
11.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	63
12.	VALUTAZIONE ENERGETICA	65
13.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	66

PD PROGETTO DEFINITIVO	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2023	G. PISANI	R. PERTUSO	R. PERTUSO	TKA748
						Filename:
						TKA748-PD-RE05

1. Premessa

La società **REN 173 s.r.l.** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto agrivoltaico** della potenza di **38,096 MWp (DC)** denominato "**FATTORIA SOLARE GERBI**" in località "**Contrada Concaleo**" nel comune di Ispica (RG) e in località "Contrada Passo Corrado" nel comune di Noto (SR).

Il sito è individuato all'interno del Catasto Terreni:

- Comune di Ispica al Foglio 81, p.lle 19-44-254-848-849-851-853-856-858-860-862-864-865-3-85-248-26-27-97-98-173-175-250-847-850-852-854-861-863-866-867-868-870-149-8-154-153-155-214;
- Comune di Noto al Foglio 423 p.lle 39-40-41-55-127-130-381-382;

2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto agro-fotovoltaico, denominato "FATTORIA SOLARE GERBI", nel comune di Ispica (RG) e nel comune di Noto (SR), 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 agrivoltaico sono il comune di Ispica (RG) e il comune di Noto (SR) e si trovano ad un'altitudine media di m 20 s.l.m.

Le coordinate geografiche, nel sistema Geografico-WGS84 sono:

- Ispica 36°43'4.328" Nord 14°58'43.55" Est
- Noto 36°43'0.071" Nord 15°0'53.366" Est

4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Ispica (RG) e Noto (SR) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVSYST, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nelle zone di interesse. Il valore dell'irradiazione giornaliera media annua è stato calcolato secondo la procedura della stima, sulla base del profilo del terreno, della sua ubicazione e dell'esposizione dell'impianto.

Dalle analisi effettuate sono emersi i seguenti risultati in termini di irraggiamento e producibilità:

- L'irraggiamento annuale nel piano: **1.858 kWh/mq.**
- Produzione media annua è di circa: **2.101 kWh/kWp**

Quindi, il progetto per la costruzione dell'impianto agrivoltaico "FATTORIA SOLARE GERBI", qui proposto, potrà produrre complessivamente circa:

80 058 119 kWh/anno di energia elettrica, ovvero **80,058 GWh/anno.**



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
14/06/23 18:35
with v7.3.4

Project: Ispica_Fattoria solare Gerbi

Variant: Nuova variante di simulazione

Tekne s.r.l. (Italy)

Project summary

Geographical Site Casa Di Natale Italy	Situation Latitude 36.73 °N Longitude 14.98 °E Altitude 32 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Casa Di Natale PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth -180 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 % Diffuse shading all trackers
System information PV Array Nb. of modules 58162 units Pnom total 38.10 MWp	Inverters Nb. of units 114 units Pnom total 34.20 MWac Pnom ratio 1.114	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 80058119 kWh/year	Specific production 2101 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 87.74 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
P50 - P90 evaluation	11
Single-line diagram	12

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 13 sottocampi così suddivisi:

- 7 campi con trasformatori di potenza da 3,15 MW;
- 4 campi con trasformatori di potenza da 2,5 MW;
- 2 campi con trasformatori di potenza da 2,0 MW;

L'energia elettrica sarà trasformata da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, invece, mediante un numero variabile di inverter trifase di stringa per ogni sottocampo. Ciascun inverter sarà collegato ad un quadro AC e quindi poi al singolo trasformatore del sottocampo.

5.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio (tracker)
- cavi, cavidotti,
- inverter di stringa cc/ca
- quadro AC
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 2237 stringhe fotovoltaiche singolarmente sezionabili formate da 26 moduli in serie, quindi composto complessivamente da 58.162 moduli fotovoltaici con potenza unitaria di 655Wp. La potenza totale installata è di **38096,11 kWp**.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 13 sottocampi indipendenti. Ciascun sottocampo disporrà di una cabina di campo in cui verrà alloggiato il trasformatore e da un numero variabile di inverter di stringa (di seguito specificato in dettaglio per ogni sottocampo) che collegheranno in parallelo un numero variabile di stringhe fotovoltaiche. Gli inverter di stringa avranno una potenza nominale di 300 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 di potenza pari a 2000kVA, 2500kVA e 3150kVA a seconda del sottocampo.

All'interno delle aree di impianto sono state previste 2 cabine di raccolta collegate ad 1 cabina di raccolta generale, la quale risulta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO.

La rete MT interna ai campi prevede 4 Feeder i quali raggrupperanno un numero variabile di sottocampi così come descritto di seguito:

- Feeder 1: TR3 – TR4 – TR2 – TR1
- Feeder 2: TR7 – TR6 – TR5
- Feeder 3: TR8 - TR9 - TR10
- Feeder 4: TR11 - TR12 – TR13

Tutti i sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esci e tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto.

Dalla Cabina di Raccolta Generale parte una linea in MT a 30kV che arriva nella stazione di trasformazione MT/AT situata nelle immediate vicinanze della CP di Pachino dove verrà elevata a 150kV e portata con un cavo AT nel nuovo Stallo 150kV che verrà realizzato all'interno della CP di Pachino (SR).

Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Campo TR1

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	195
N° Moduli fotovoltaici	195x26=5070
Potenza complessiva DC	5070x655Wp=3320,85 kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 kVA

Campo TR2

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	197
N° Moduli fotovoltaici	197x26=5122
Potenza complessiva DC	5122x655Wp=3354,91 kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 kVA

Campo TR3

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	159
N° Moduli fotovoltaici	159x26=4134
Potenza complessiva DC	4134x655Wp=2707,77 kWp
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	8x300 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

Campo TR4

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	146
N° Moduli fotovoltaici	146x26=3796
Potenza complessiva DC	3796x655Wp=2486,38 kWp
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	8x300 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

Campo TR5 – TR6

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	183
N° Moduli fotovoltaici	183x26=4758
Potenza complessiva DC	4758x655Wp=3116,49 kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 Kva

Campo TR7

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	187
N° Moduli fotovoltaici	187x26=4862
Potenza complessiva DC	4862x655Wp=3184,61 kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 kVA

Campo TR8

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	121
N° Moduli fotovoltaici	121x26=3146
Potenza complessiva DC	3146x655Wp=2060,63kWp
N° Inverter di stringa	6
Potenza tot. Inverter	6x300 kVA=1800 kVA
Potenza Trasformatori	1x2000 kVA

Campo TR9

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	202
N° Moduli fotovoltaici	202x26=5252
Potenza complessiva DC	5252x655Wp=3440,06 kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 kVA

Campo TR10

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	204
N° Moduli fotovoltaici	204x26=5304
Potenza complessiva DC	5304x655Wp=3474,12kWp
N° Inverter di stringa	10
Potenza tot. Inverter	10x300 kVA=3000 kVA
Potenza Trasformatori	1x3150 kVA

Campo TR11

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	120
N° Moduli fotovoltaici	120x26=3120
Potenza complessiva DC	3120x655Wp=2043,60kWp
N° Inverter di stringa	6
Potenza tot. Inverter	6x300 kVA=1800 kVA
Potenza Trasformatori	1x2000 kVA

Campo TR12 – TR13

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	170
N° Moduli fotovoltaici	170x26=4420
Potenza complessiva DC	4420x655Wp=2895,10 kWp
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	8x300 kVA=2400 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

I quadri AC presentano al loro interno dei sezionatori con fusibile ed uno scaricatore di sovratensioni. L'uscita del quadro è collegata al trasformatore. Il trasformatore risulta installato su una piazzola con tutte le necessarie protezioni elettriche richieste.

Si è inoltre scelto di utilizzare un sistema a orientamento variabile, che consente all'impianto di seguire il sole durante il periodo di rotazione della terra, da est a ovest, ovvero un sistema ad inseguimento sull'asse fisso nord-sud orizzontale rispetto al terreno con i moduli che cambieranno orientamento durante il giorno passando da Est a Ovest con un tilt pari a +/- 60° sull'orizzontale. Questo tipo di tecnologia è detta ad "Asse Polare", ovvero gli inseguitori ad asse polare si muovono su un unico asse. Tale asse è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo. L'asse è simile ma non uguale a causa delle variazioni dell'altezza della traiettoria del sole rispetto al suolo nelle varie stagioni. Questo sistema di rotazione del pannello attorno ad un solo asse riesce quindi a tenere il pannello quasi perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata.

5.2.1 Sottocampo

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

120 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	2043,60 kWp
	Numero di moduli	3120
	Dimensioni in pianta (indicative):	10080 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

121 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	2060,63 kWp
	Numero di moduli	3146
	Dimensioni in pianta (indicative):	10164 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

146 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	2486,38 kWp
	Numero di moduli	3796
	Dimensioni in pianta (indicative):	12264 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

159 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	2707,77 kWp
	Numero di moduli	4134
	Dimensioni in pianta (indicative):	13356 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

170 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	2895,10 kWp
	Numero di moduli	4420
	Dimensioni in pianta (indicative):	14280 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

183 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3116,49 kWp
	Numero di moduli	4758
	Dimensioni in pianta (indicative):	15372 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

187 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3184,61 kWp
	Numero di moduli	4862
	Dimensioni in pianta (indicative):	15372 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

195 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3320,85 kWp
	Numero di moduli	5070
	Dimensioni in pianta (indicative):	16380 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

197 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3354,91 kWp
	Numero di moduli	5122
	Dimensioni in pianta (indicative):	16548 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

202 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3440,06 kWp
	Numero di moduli	5252
	Dimensioni in pianta (indicative):	16968 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

204 stringhe

DC	Potenza nominale, Pn:	3474,12 kWp
	Numero di moduli	5304
	Dimensioni in pianta (indicative):	17136 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter	Numero:	114
	Tipo:	SUN2000-330KTL-H1
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	300 kVA
	Tensione nominale:	800 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

6. Descrizione dei componenti

6.1 Campo Fotovoltaico

Il campo fotovoltaico nel suo complesso sarà costituito dai seguenti elementi:

- 58.162 Moduli Fotovoltaici;
- 2237 Stringhe Fotovoltaiche;
- 114 Inverter di Stringa;
- 13 Cabine di Campo per Trasformatore;
- 5 Cabine per Servizi Ausiliari;
- 2 Cabina di Raccolta;
- 1 Cabina di Raccolta Generale;
- Feeder 1 = 855 m;
- Feeder 2 = 2140 m;
- Feeder 3 = 325m;
- Feeder 4 = 85m;
- Cavidotto MT EXT 1 = 1380 m (da Cabina di Raccolta 1 a Cabina di Raccolta 2);
- Cavidotto MT EXT 2 = 2880 m (da Cabina di Raccolta 2 a Cabina di Raccolta Generale);
- Cavidotto MT EXT = 5840 m (da Cabina di Raccolta Generale a Sottostazione di Elevazione);

6.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo CANADIAN SOLAR BiHiKu CS7N-655MB-AG è composto da celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 132 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 2,0mm; 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.

Potenza di picco nominale P _m :	655.0 W
Tensione alla potenza massima V _m :	38,10 V
Corrente alla potenza massima I _m :	17,20 A
Tensione a circuito aperto V _{oc} :	45,20 V
Corrente di corto circuito I _{sc} :	18,43 A
Efficienza massima:	21,1 %
Dimensioni:	2384x1303 mm
Spessore:	35 mm
Peso:	39,4 kg
Tipo di celle:	Tipo P - silicio monocristallino
Numero di celle:	132 [2x(11x6)]
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	α_{Pm} : - 0,34% / °C α_{Isc} : + 0,05% / °C α_{Voc} : - 0,26% / °C

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)



Preliminary Technical
Information Sheet



BiHiKu7
BIFACIAL MONO PERC
635 W ~ 655 W
CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655MB-AG

MORE POWER

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

MORE RELIABLE

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

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

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

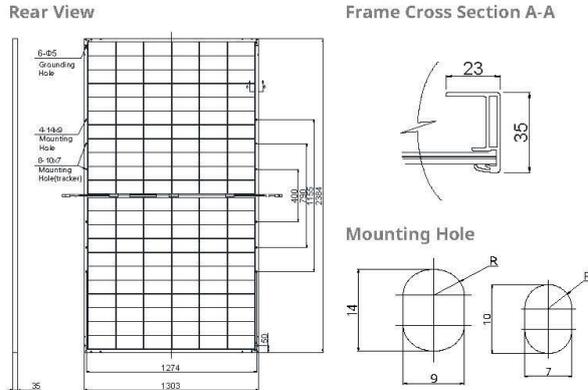
PRODUCT CERTIFICATES*

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

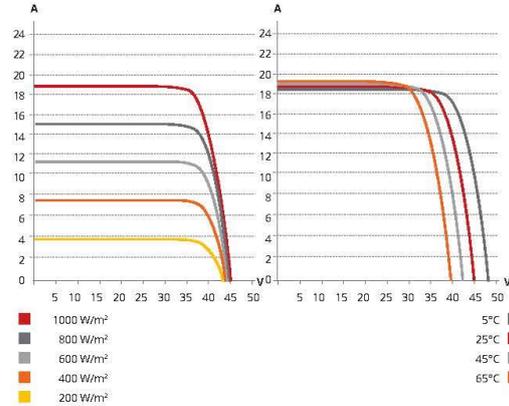
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading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

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

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	21.92 A	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	22.12 A	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5\%$

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	39.4 kg (86.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in)(+) / 340 mm (13.4 in)(-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

6.1.2 Sistema di tracking

Come descritto precedentemente, il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma 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 26 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.

Il controller, inoltre, permette di interagire attraverso un sistema web-browsing attraverso cui l'amministratore del sistema, o qualsiasi operatore, può regolare l'inclinazione a proprio piacimento a fini manutentivi, ispettivi etc.

6.1.3 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 SUN2000-330KTL-H1, 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).

SUN2000-330KTL-H1

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 500 ÷ 1500 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale:	300 W
Tensione nominale:	800 V
Frequenza nominale:	50 Hz
Fattore di potenza:	1

Sistema

Rendimento massimo:	99.00%
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:	1.048 x 0.732 x 0.395 m (LxPxH)

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications
(Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



6.1.4 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;

6.1.5 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in resina, della potenza di 2000 kVA, 2500 kVA e 3150kVA centralizzati. Le caratteristiche costruttive dei trasformatori sono le seguenti.

Trafo da 2000 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2000 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 36 kV
Tipo di collegamento:	Dy11
Sistema raffreddamento:	AN – Air Natural
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1
Grado di protezione:	IP54
Dimensioni:	2 100 x 1 300 x 2 595 mm (LxPxH)
Peso:	6340 kg

Trafo da 2500 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 36 kV
Tipo di collegamento:	Dy11
Sistema raffreddamento:	AN – Air Natural
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1
Grado di protezione:	IP54
Dimensioni:	2 280 x 1 300 x 2 655 mm (LxPxH)
Peso:	8130 kg

Trafo da 3150 kVA

Potenza nominale trasformatore:	3150 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 36 kV
Tipo di collegamento:	Dy11
Sistema raffreddamento:	AN – Air Natural
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1
Grado di protezione:	IP54
Dimensioni:	2 370 x 1 300 x 2 685 mm (LxPxH)
Peso:	8910 kg

6.1.6 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

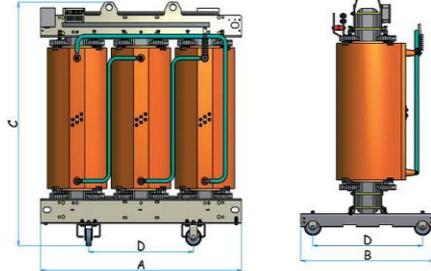
- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV oppure un solo sezionatore per i collegamenti in antenna.

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 Ud 70 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

Technical Data Sheet Eco Design Class 12 kV (Uk 4% and Uk 6%)



Standards:	IEC CEI DIN EN 60076 EN 50588
Insulating Class (temp. rise):	F (100 K)
Insulation Class MV (Class Uk 4%):	12 kV FI 28 kV BIL 75 kV
Insulation Class MV (Class Uk 6%):	12 kV FI 28 kV BIL 75 kV
Insulation Class LV:	1,1 kV FI 3 kV
Frequency:	50 Hz
Tappings MV:	± 2 x 2,5%
Tolerance:	No tolerance on the losses

CLASS 12 kV (Uk 4%)
ER3R12 - Uk 4%

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	4	252	1800	0,72	50	39	1080	670	1175	520	125	790
160	4	360	2600	0,69	53	43	1140	670	1210	520	125	970
200	4	408	2955	0,66	56	43	1250	670	1285	520	125	1080
250	4	468	3400	0,65	56	44	1140	670	1400	520	125	1170
315	4	557	3876	0,63	58	46	1200	670	1440	520	125	1390
400	4	675	4500	0,60	59	47	1260	820	1500	670	125	1660
500	4	811	5630	0,55	60	48	1260	820	1530	670	125	1770
630	4	990	7100	0,51	61	48	1320	820	1580	670	125	2040
800	4	1170	8000	0,47	63	50	1380	1000	1680	670	125	2280
1000	4	1395	9000	0,43	64	51	1500	1000	1850	820	125	2820

* Data referred to 120°C at rated voltage.

CLASS 12 kV (Uk 6%)
ER3R12 - Uk 6%

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	252	1800	0,65	50	38	1250	670	1095	520	125	840
160	6	360	2600	0,62	53	41	1250	670	1175	520	125	970
200	6	408	2955	0,60	55	43	1250	670	1285	520	125	1120
250	6	468	3400	0,58	56	43	1250	670	1365	520	125	1330
315	6	557	3876	0,57	58	45	1260	820	1460	670	125	1480
400	6	675	4500	0,54	59	46	1330	820	1460	670	125	1730
500	6	811	5630	0,50	60	47	1330	820	1510	670	125	1730
630	6	990	7100	0,46	61	49	1360	820	1550	670	125	1910
800	6	1170	8000	0,43	63	49	1570	1000	1680	670	125	2390
1000	6	1395	9000	0,38	64	50	1570	1000	1780	820	125	2990
1250	6	1620	11000	0,36	66	52	1680	1050	1990	820	160	3340
1600	6	1980	13000	0,32	67	52	1680	1050	2140	820	160	4010
2000	6	2340	16000	0,31	69	54	1860	1300	2240	1070	200	5150
2500	6	2790	19000	0,29	70	55	2010	1300	2380	1070	200	6060
3150	7	3420	22000	0,27	73	58	2100	1300	2425	1070	200	7400

* Data referred to 120°C at rated voltage.

Characteristics are indicative. GBE will confirm actual data at offer/order stage.

Technical Data Sheet Eco Design Class 24 kV and 36 kV

**CLASS 24 kV
ER3R24**

Standards:	IEC CEI DIN EN 60076 EN 50588
Insulating Class (temp. rise):	F (100 K)
Insulation Class MV (Class 24):	24 kV FI 50 kV BIL 125 kV
Insulation Class MV (Class 36):	36 kV FI 70 kV BIL 170 kV
Insulation Class LV:	1,1 kV FI 3 kV
Frequency:	50 Hz
Tappings MV:	± 2 x 2,5%
Tolerance:	No tolerance on the losses

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	252	1800	0,72	50	38	1140	670	1155	520	125	750
160	6	360	2600	0,69	53	41	1250	670	1175	520	125	910
200	6	408	2955	0,66	55	42	1250	670	1285	520	125	1050
250	6	468	3400	0,65	56	43	1330	670	1320	520	125	1180
315	6	557	3876	0,63	58	45	1330	820	1400	670	125	1350
400	6	675	4500	0,6	59	46	1360	820	1500	670	125	1630
500	6	811	5630	0,55	60	47	1410	820	1500	670	125	1770
630	6	990	7100	0,51	61	47	1410	820	1650	670	125	2020
800	6	1170	8000	0,47	63	49	1570	1000	1780	670	125	2860
1000	6	1395	9000	0,43	64	50	1680	1000	1950	820	125	3250
1250	6	1620	11000	0,4	66	51	1680	1050	2140	820	160	3680
1600	6	1980	13000	0,36	67	52	1860	1050	2200	820	160	4600
2000	6	2340	16000	0,34	69	54	2010	1300	2380	1070	200	5730
2500	6	2790	19000	0,32	70	55	2100	1300	2455	1070	200	7150
3150	7	3420	22000	0,3	73	57	2250	1300	2605	1070	200	8470

* Data referred to 120°C at rated voltage.

**CLASS 36 kV
ER3R36**

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	289	1980	0,42	50	37	1350	670	1545	520	125	1160
160	6	414	2860	0,38	53	39	1500	670	1640	520	125	1590
200	6	469	3251	0,38	55	41	1570	670	1670	520	125	1890
250	6	538	3740	0,34	56	42	1570	670	1730	520	125	2130
315	6	641	4264	0,3	58	44	1650	820	1800	670	125	2360
400	6	776	4950	0,28	59	45	1650	820	1880	670	125	2460
500	6	933	6193	0,26	60	46	1680	820	1950	670	125	2830
630	6	1138	7810	0,28	61	47	1710	820	2050	670	125	2920
800	6	1345	8800	0,27	63	48	1740	820	2150	670	125	3350
1000	6	1604	9900	0,24	64	49	1890	1050	2300	820	125	4040
1250	6	1863	12100	0,24	66	51	1920	1050	2370	820	160	4480
1600	6	2277	14300	0,23	67	52	2010	1050	2510	820	160	5090
2000	6	2691	17600	0,20	69	53	2100	1300	2595	1070	200	6340
2500	6	3208	20900	0,19	70	54	2280	1300	2655	1070	200	8130
3150	7	3933	24200	0,18	73	57	2370	1300	2685	1070	200	8910

* Data referred to 120°C at rated voltage.

Characteristics are indicative. GBE will confirm actual data at offer/order stage.

6.2 Cabine di Raccolta MT

Data l'estensione dell'impianto e la particolare articolazione nella suddivisione in molteplici lotti si è convenuto per la collocazione di più cabine di raccolta, nello specifico 3, in maniera tale da convogliare in ciascuna di esse un numero più o meno omogeneo di sottocampi e far sì che da ogni singola Cabina di Raccolta partisse un cavo di collegamento verso la Cabina di Raccolta Generale.

6.2.1 Cabina di Raccolta 1 MT

La Cabina di Raccolta 1 raggrupperà le cabine di campo collegate attraverso il Feeder 1 e il Feeder 2. Il Feeder 1 raggruppa le cabine di campo TR3 - TR4 - TR2 - TR1. Il Feeder 2 raggruppa invece le cabine di campo TR7 - TR6 - TR5.

I due feeder faranno capo alle rispettive sezioni collocate all'interno della cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato inoltre un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.1.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 400 A - 30 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 400 A - 30 kV 16KA
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completo di sezionatore tripolare da 400 A - 30 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 400 A.

6.2.1.2 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: $20 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.2.1.3 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 Raccolta 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.

6.2.1.4 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.

6.2.1.5 Energizzazione dei trasformatori

Nel caso di più trasformatori in parallelo, bisogna considerare i limiti imposti dalla Norma CEI 0-16 sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati. Per ottemperare a tale requisito, l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori uno per volta con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

6.2.2 Cabina di Raccolta 2 MT

La Cabina di Raccolta 2 raggrupperà le cabine di campo collegate attraverso il Feeder 3 e la cabina di raccolta 1 collegata attraverso il cavo MT Ext 1 . Il Feeder 3 raggruppa le cabine di campo TR8 - TR9 – TR10.

Il feeder 3 e il cavo MT Ext 1 faranno capo alle rispettive sezioni collocate all'interno della cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato inoltre un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.2.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 400 A - 30 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 400 A – 20 kV 16KA
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completo di sezionatore tripolare da 400 A – 30 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 400 A.

6.2.2.2 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: $20 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.2.2.3 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 Raccolta 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.

6.2.2.4 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.

6.2.2.5 Energizzazione dei trasformatori

Nel caso di più trasformatori in parallelo, bisogna considerare i limiti imposti dalla Norma CEI 0-16 sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati. Per ottemperare a tale requisito, l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori uno per volta con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

6.2.3 Cabina di Raccolta Generale MT

La Cabina di Raccolta Generale raggrupperà le cabine di campo collegate attraverso il Feeder 4 e la cabina di raccolta 2 collegata attraverso il cavo MT Ext 3 . Il Feeder 4 raggruppa le cabine di campo TR11 - TR12 – TR13.

Il feeder 4 e il cavo MT Ext 2 faranno capo alle rispettive sezioni collocate all'interno della cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato inoltre un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.3.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 400 A - 30 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 400 A – 30 kV 16KA
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completo di sezionatore tripolare da 400 A – 30 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 400 A.

6.2.3.2 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: $20 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.2.3.3 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 Raccolta 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.

6.2.3.4 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.

6.2.3.5 Energizzazione dei trasformatori

Nel caso di più trasformatori in parallelo, bisogna considerare i limiti imposti dalla Norma CEI 0-16 sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati. Per ottemperare a tale requisito, l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori uno per volta con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

6.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione

6.3.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1500 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	800 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	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
Tipo di conduttore	classe 5
Materiale del riempitivo	termoplastico
Materiale dell'isolamento	gomma qualità G16

Guaina	mescola a base di PVC, qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	0.6/1 kV c.a
Tensione massima	1.2 kV
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm ²

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 presenza di un fusibile sulle stringhe, il quale 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 300°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

cosφ = 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 – EXT MT

potenza impianto	38,1	MW
tensione	30	kV
corrente	734,10	A
lunghezza cavidotto	5840	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	2,5	3	0,3400	2,809%	2,802%
150	330	2,2	3	0,2770	2,288%	2,283%
185	373	2,0	2	0,2210	2,738%	2,732%
240	434	1,7	2	0,1690	2,094%	2,089%
300	489	1,5	2	0,1350	1,673%	1,669%
400	560	1,3	2	0,1060	1,313%	1,310%
500	639	1,1	2	0,0830	1,028%	1,026%
630	728	1,0	2	0,0660	0,818%	0,816%

Dimensionamento linea di connessione tra la Cabina di Raccolta 1 e 2 – EXT 1 MT

potenza impianto	21,29	MW
tensione	30	kV
corrente	410,21	A
lunghezza cavidotto	1380	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	1,4	2	0,3400	0,556%	0,555%
150	330	1,2	2	0,2770	0,453%	0,452%
185	373	1,1	2	0,2210	0,362%	0,361%
240	434	0,9	1	0,1690	0,553%	0,552%
300	489	0,8	1	0,1350	0,442%	0,441%
400	560	0,7	1	0,1060	0,347%	0,346%
500	639	0,6	1	0,0830	0,272%	0,271%
630	728	0,6	1	0,0660	0,216%	0,215%

Dimensionamento linea di connessione tra la Cabina di Raccolta 2 e la Cabina di Raccolta Generale – EXT 2 MT

potenza impianto	30,26	MW
tensione	30	kV
corrente	583,04	A
lunghezza cavidotto	2880	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	2,0	2	0,3400	1,650%	1,646%
150	330	1,8	2	0,2770	1,344%	1,341%
185	373	1,6	2	0,2210	1,073%	1,070%
240	434	1,3	2	0,1690	0,820%	0,818%
300	489	1,2	2	0,1350	0,655%	0,654%
400	560	1,0	2	0,1060	0,514%	0,513%
500	639	0,9	1	0,0830	0,806%	0,804%
630	728	0,8	1	0,0660	0,641%	0,639%

Dimensionamento linea di connessione FEEDER 1

potenza impianto	11,87	MW
tensione	30	kV
corrente	228,70	A
lunghezza cavidotto	855	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	0,8	1	0,3400	0,384%	0,383%
150	330	0,7	1	0,2770	0,313%	0,312%
185	373	0,6	1	0,2210	0,250%	0,249%
240	434	0,5	1	0,1690	0,191%	0,191%
300	489	0,5	1	0,1350	0,153%	0,152%
400	560	0,4	1	0,1060	0,120%	0,120%
500	639	0,4	1	0,0830	0,094%	0,094%
630	728	0,3	1	0,0660	0,075%	0,074%

Dimensionamento linea di connessione FEEDER 2

potenza impianto	9,42	MW
tensione	30	kV
corrente	181,50	A
lunghezza cavidotto	2140	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	0,763%	0,762%
150	330	0,6	1	0,2770	0,622%	0,620%
185	373	0,5	1	0,2210	0,496%	0,495%
240	434	0,4	1	0,1690	0,379%	0,379%
300	489	0,4	1	0,1350	0,303%	0,302%
400	560	0,3	1	0,1060	0,238%	0,237%
500	639	0,3	1	0,0830	0,186%	0,186%
630	728	0,2	1	0,0660	0,148%	0,148%

Dimensionamento linea di connessione FEEDER 3

potenza impianto	8,97	MW
tensione	30	kV
corrente	172,83	A
lunghezza cavidotto	325	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	0,110%	0,110%
150	330	0,5	1	0,2770	0,090%	0,090%
185	373	0,5	1	0,2210	0,072%	0,072%
240	434	0,4	1	0,1690	0,055%	0,055%
300	489	0,4	1	0,1350	0,044%	0,044%
400	560	0,3	1	0,1060	0,034%	0,034%
500	639	0,3	1	0,0830	0,027%	0,027%
630	728	0,2	1	0,0660	0,021%	0,021%

Dimensionamento linea di connessione FEEDER 4

potenza impianto	7,83	MW
tensione	30	kV
corrente	150,86	A
lunghezza cavidotto	85	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	0,5	1	0,3400	0,025%	0,025%
150	330	0,5	1	0,2770	0,021%	0,020%
185	373	0,4	1	0,2210	0,016%	0,016%
240	434	0,3	1	0,1690	0,013%	0,012%
300	489	0,3	1	0,1350	0,010%	0,010%
400	560	0,3	1	0,1060	0,008%	0,008%
500	639	0,2	1	0,0830	0,006%	0,006%
630	728	0,2	1	0,0660	0,005%	0,005%

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. 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.

INVERTER DI STRINGA

Le parti metalliche non in tensione dell'inverter devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

7. Sistema di storage

7.1.1 Descrizione del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo (Storage) ha la funzione di immettere energia verso la Rete Elettrica Nazionale. Tale sistema è stato previsto all'interno dell'area della Stazione Utente, perseguendo obiettivi di funzionalità e di ottimizzazione degli spazi, ed avrà una potenza nominale pari a 14,85 MW. L'accumulo sarà del tipo elettrochimico e sarà costituito da due elementi fondamentali, ovvero Storage inverter e Storage Container con l'obiettivo di accumulare l'energia e di rilasciarla verso la Rete Nazionale a seconda della richiesta degli utenti, contribuendo alla stabilizzazione dell'utilizzo delle rinnovabili in Italia.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, questi svolgono un ruolo fondamentale nell'ambito della transizione energetica in corso, contribuendo a:

- Fornire servizi ancillari di rete (ad esempio regolazione di frequenza) e supporto alla stabilità del sistema (es. inerzia);
- Limitare il curtailment di eolico e FV (previsto in aumento in assenza di altre misure) e ridurre i fenomeni di congestioni di rete;
- Ottimizzare gli investimenti in infrastrutture di rete.

In questo senso la possibilità di fornire capacità di regolazione di frequenza è garantita dai più alti livelli prestazionali di un sistema di accumulo rispetto agli impianti tradizionali, anche in virtù dei sistemi di sicurezza e regolazione generalmente adottati.

La possibilità di accumulare l'energia consente il riutilizzo della stessa quando viene meno la disponibilità di produzione da fonte eolica e solare, le quali risultano fonti rinnovabili caratterizzate da una certa intermittenza. Inoltre, l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

È altresì possibile livellare i consumi e i relativi picchi di assorbimento immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno, ovvero quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico), e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto.

In virtù del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), il raggiungimento degli obiettivi per la sicurezza energetica del sistema elettrico, prevede l'installazione di nuovi sistemi di accumulo centralizzati per una potenza complessiva pari ad almeno 6 GW entro il 2030 (3GW entro il 2025), "prevalentemente rivolti a partecipare al mercato dei servizi di rete e localizzati principalmente nella zona Sud seguita da Sicilia e Sardegna". Di questa nuova capacità di accumulo almeno il 50% dovrà essere costituita da sistemi di accumulo elettrochimici.

L'impianto di accumulo sarà quindi in grado di garantire diversi servizi di dispacciamento e controllo della frequenza sulla base delle necessità della rete, partecipando al mercato dei servizi e ai progetti pilota indetti dal gestore della rete di trasmissione. A tal proposito, si menziona il progetto "Fast Reserve" avviato da Terna S.p.A. per la fornitura del servizio di regolazione ultrarapida della frequenza, all'interno del quale a ciascuna area geografica è stato attribuito un contingente di potenza.



7.1.2 Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo

Un sistema di accumulo (c.d. Storage) è un sistema caratterizzato da un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica. Tale sistema deve essere in grado di operare in maniera continuativa e in parallelo con la rete.

Il Sistema di accumulo può essere installato su impianti di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI e che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

- Monodirezionale lato produzione;
- Bidirezionale lato produzione;
- Bidirezionale post-produzione.

Nel caso in progetto si tratterà di un impianto monodirezionale lato post-produzione, per cui sarà possibile interfacciarsi alla RTN in immissione in maniera disaccoppiata rispetto alla produzione, ovvero anche quando l'impianto Agrivoltaico non è in funzione.

Tra i sistemi più comunemente utilizzati, vi sono i sistemi Storage di tipo elettrochimico. La maggior parte dei sistemi Storage utilizza batterie al litio e si basa su un gruppo variegato di tecnologie, in cui il filo conduttore per accumulare energia è l'utilizzo degli ioni di litio, particelle con una carica positiva libera che possono facilmente entrare in reazione con altri elementi. Il funzionamento di carica e scarica si basa sulla presenza di un elettrodo positivo (catodo in litio) ed un elettrodo negativo (costituito da un anodo in carbonio) e si realizza tramite reazioni chimiche che consentono di accumulare e restituire l'energia.

Il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO_2 con $\text{TM} = \text{Co}, \text{Ni}, \text{Mn}$) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di litio possono essere inseriti o estratti facilmente. L'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato in cui ogni atomo è legato ad altri tre in un piano composto da anelli esagonali fusi e che grazie alla delocalizzazione della nuvola elettronica conduce elettricità.

E' presente dunque un elettrolita, composto tipicamente da sali di litio come l'esafuorofosfato di litio (LiPF_6) disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile o di etilene) la cui membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. Le batterie al litio presentano caratteristiche tecnologiche interessanti per le applicazioni energetiche, tra cui la modularità, l'elevata densità energetica e l'alta efficienza di carica e scarica, che può superare il 90% a livello di singolo

modulo. Da un punto di vista pratico i moduli vengono assemblati in appositi armadi (rack), che verranno organizzati all'interno di container batterie in modo da conseguire i valori di tensione, corrente e quindi potenza desiderati.

Ciascun Storage Inverter, presenterà caratteristiche elettriche ed elettroniche analoghe ad un comune inverter (generalmente centralizzato) caratterizzante un campo fotovoltaico, con la differenza di poter determinare la conversione AC/DC per la ricarica delle batterie dalla Rete e DC/AC per l'immissione in Rete dell'energia immagazzinata.

7.1.3 Dimensionamento del sistema di accumulo

Il Dimensionamento dello Storage è stato eseguito a partire dalla scelta della tecnologia di batterie compatibilmente alla taglia e alle caratteristiche desiderate per il Sistema di Accumulo.

In fase di progettazione è stato scelto un accumulo di tipo elettrochimico tramite l'utilizzo di batterie agli ioni di litio, tenendo conto della tensione nominale, del range di tensioni ammissibili e di altri parametri elettrici, quali:

- Capacità: si esprime in Ah ed indica la quantità di corrente che la batteria può fornire nel tempo;
- Energia: si esprime in kWh ed indica la quantità di energia che la batteria può erogare;
- C-rate: si esprime in C ed è una misura dell'intensità di carica o di scarica della batteria alla sua massima capacità.

In particolare, in considerazione al fatto che l'energia è data dal prodotto tra tensione e corrente istante per istante, aumentando il C-rate di una batteria, aumenterà anche l'energia che essa può erogare.

Per l'impianto in progetto, lo Storage dovrà garantire una potenza pari a 14,85 MW.

Il progetto prevede dunque n.4 Storage Power Station dotate di n.1 Storage Inverter ciascuna, i quali dovranno quindi avere una potenza di almeno 3,63 MW. Ad ogni Storage inverter sarà connesso uno Storage Container, per un totale di n.4 Storage Inverter e n.24 Storage Container.

Gli Storage Inverter scelti sono del tipo Candian Solbank o similari, i quali hanno una potenza di 3674 kW AC e quindi risultano adatti a fornire la potenza richiesta. Il range di tensioni (976V-1500V) e la corrente massima ammissibili in ingresso risultano altresì compatibili con la maggior parte di Storage Container. Considerata la possibilità di poter immagazzinare l'energia nei momenti di surplus di produzione e immetterla quando si verificano picchi di assorbimento nella rete, si sceglie di incrementare la taglia del sistema di accumulo.

7.1.4 Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo

DC Data

Cell chemistry	LFP
Rated capacity (cell)	280Ah
Rated voltage (cell)	3.2V
Configuration of system	8x1P414S
DC usable capacity @ FAT	2.75MWh
Battery Voltage Range	1159.2V-1490V
Nominal Power	1.375MW
Charging/Discharging Mode	0.5P

General Data

Dimensions of ESS unit (WxDxH)	6058 x 2438 x2896 mm
Weight of ESS unit	30 tons
IP rating	IP55
Operating ambient temperature range	-30°C to 55°C
Relative humidity	<95%RH
Cooling concept	Liquid Cooling
Fire suppression system	Multiple sensor Detection
Auxiliary power interfaces	AC480V/60Hz, 3 phase 5 wire
Communication interfaces	Modbus TCP/IP
Communication protocols	Ethernet
Altitude	<2000m
Seismic Parameters	Zone4
Certifications	UL1973, UL9540, UL9540A, UN38.3

SolBank

CSI-SPB-S048280V01

Preliminary Technical
Information Sheet



System Features



Long service life, low cost, safe and reliable



Liquid cooling technology



Best fire safety with LFP Battery



Equipment warranty
& performance guarantee available



Comprehensive performance

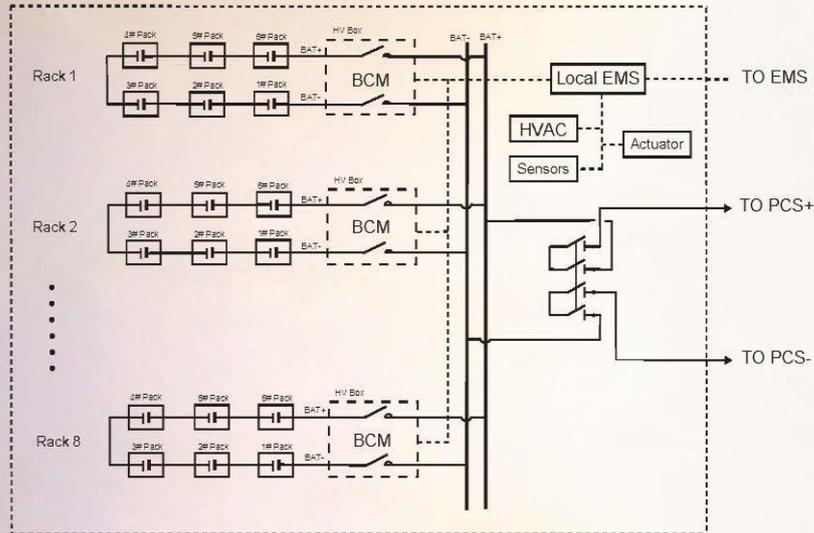


Batteries shipped directly in containers



Outdoor rated (-30°C to 55°C)

Circuit Diagram



System Parameters

DC Data

Cell chemistry	LFP
Rated capacity (cell)	280Ah
Rated voltage (cell)	3.2V
Configuration of system	8x1P414S
DC usable capacity @ FAT	2.75MWh
Battery Voltage Range	1159.2V-1490.4V
Nominal Power	1.375MW
Charging/Discharging Mode	0.5P

General Data

Dimensions of ESS unit (WxDxH)	6058 x 2438 x 2896 mm
Weight of ESS unit	30 tons
IP rating	IP55
Operating ambient temperature range	-30°C to 55°C
Relative humidity	≤95%RH
Cooling concept	Liquid Cooling
Fire suppression system	Multiple sensor Detection
Auxiliary power interface	AC480V/60Hz, 3 phase 5 wire
communication interfaces	Modbus TCP/IP
Communication protocols	Ethernet
Altitude	<2000m
Seismic Parameters	Zone4
Certifications	UL1973, UL9540, UL9540A, UN 38.3

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 690V

		FRAME 2		FRAME 4	
REFERENCES		FP2195K2	FP4390K2	FP4390K4	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2195	4390		
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2035	4075		
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	3674		
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading...0.5 lagging			
	Reactive power compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range	976V-1500V			
	Maximum DC voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC continuous current (A)	2295	4590		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of separate DC inputs	2	2	4	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)	98,84%	98,93%		
	Euroeta (η) (preliminary)	98,45%	98,65%		
	Max. Power Consumption (kVA) (preliminary)	8	10		
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.6 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs) (preliminary)	11465	12125		
	Weight (kg) (preliminary)	5200	5500		
	Type of ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55			
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)			
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
	Noise level ^[3]	< 79 dBA			
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus-TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported			
	Keyed ON/OFF switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity control	Active Heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[4]			
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)			
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2			
	Utility interconnect ^[5]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005			

[1] Values at 1,00*Vac nom and cos φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult P-Q charts available: Q(kVA)=√(S(kVA)²-P(kW)²).
[3] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[4] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.
[5] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

8. 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.

9. Misure di protezione

9.1 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.

9.2 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.

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.

9.3 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.

10. 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 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 inverter 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.

11. 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.

11.1 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.

11.2 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.

11.3 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".

11.4 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

12. 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 38,096 MWp	80 058 119

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto agrivoltaico "Fattoria Solare Gerbi" nel Comune di Ispica (RG) e nel comune di Noto (SR)

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 445,3 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ISPRA 2021), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

➤ **Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 35.650 ton**

13. 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*
- *Codice di Rete, Terna spa* *Codice Di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo E Sicurezza Della Rete*

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.

