

Comune di  
Cerignola



Provincia di  
Foggia

Regione Puglia



Comune di  
Trinitapoli



Provincia di  
Barletta Andria Trani

Committente:



MAIA SOL S.R.L.

VIA MERCATO 3/5 CAP 20121 MILANO (MI)

c.f. 12502470961



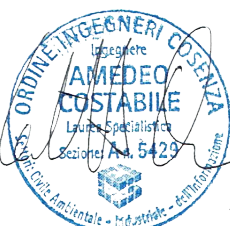



Titolo del Progetto:

## Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un impianto agrifotovoltaico denominato "Demofonte"

Documento:	<b>PROGETTO DEFINITIVO</b>	Codice Pratica:	<b>VIGVA99</b>	N° Tavola:	<b>E</b>
Elaborato:	<b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	SCALA:	<b>N.D.</b>		
		FOGLIO:	<b>1 di 1</b>		
		FORMATO:	<b>A4</b>		

Nome file: **VIGVA99\_Relazione\_Tecnica\_FV\_E.pdf**

<b>Progettazione:</b>  <b>NEW DEVELOPMENTS S.r.l.</b> Piazza Europa, 14 87100 Cosenza (CS)	<b>Progettisti:</b>  dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro	 dott. ing. Amedeo Costabile	 dott. ing. Francesco Meringolo	<b>Gruppo di lavoro</b> dott. ing. Denise Di Cianni dott. ing. Diego De Benedittis dott. ing. Giuseppe Imbrogno dott. geol. Martina Petracca

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	20/06/2022	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	CSC	CSC

**Indice**

Premessa ..... 2

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata..... 2

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche..... 2

1.2 Terminologia ..... 3

1.3 Suddivisione dei campi ..... 4

2. Descrizione delle diverse componenti..... 5

2.1 Modulo fotovoltaico ..... 5

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare ..... 8

2.3 Perimetrazione esterna..... 10

2.4 Inverter, trasformatori, quadri..... 12

2.5 Opere elettriche ..... 16

2.6 Stazione Meteorologica ..... 19

2.7 Sistema di accumulo ..... 20

    2.7.1 Le politiche energetiche ed il contesto normativo ..... 21

    2.7.2 Il ruolo dello storage ..... 24

    2.7.3 Le principali caratteristiche del progetto storage..... 26

        2.7.3.1 Sistema Batterie ..... 27

        2.7.3.2 Convertitore di potenza ..... 31

        2.7.3.3 Container..... 32

        2.7.3.5 Sistema antincendio..... 33

    2.7.4 Sistema BESS ..... 34

2.8 Viabilità interna..... 39

2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione ..... 40

3. Dimensionamento dell’impianto..... 41

3.1 Sito di installazione ..... 41

3.2 Potenza totale ..... 41

3.3 Dati di irraggiamento ..... 41

3.4 Sistema di orientamento..... 46

3.5 Previsione di produzione energetica ..... 46

4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell’intervento a livello locale ..... 46

5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell’esercizio dell’opera o intervento... 48

6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini ..... 51

## Premessa

**Canadian Solar Construction s.r.l.**, con sede in via Mercato 3-5 – 20121 – Milano (MI), cf: IT09360300967,  
**propone**

in agro di comuni di Cerignola (FG) e Trinitapoli (BT), un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, denominato "**Demofonte**", che sviluppa potenza nominale pari a **42,51060 MWp**. Tale impianto sarà dotato di un sistema di accumulo di potenza pari a 40 MW e capacità pari a 160 MWh.

### 1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

Vengono fornite informazioni sul funzionamento e sulle caratteristiche elettriche dei generatori fotovoltaici.

#### 1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche<sup>1</sup>

L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato (di valenza) di un materiale solido può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione. Questo è il principio di base del funzionamento delle celle fotovoltaiche.

L'energia richiesta per liberare un elettrone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione è denominata energia di gap.

Se l'energia di un fotone è minore dell'energia di gap, l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore, se l'energia del fotone è maggiore di quella di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia viene ancora dissipato in calore.

Il materiale maggiormente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio (Si), il quale ha una energia di gap pari a 1,12 (eV).

La lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico risulta dalla relazione:

---

<sup>1</sup> Mario A. Cucumo, V. Marinelli, G. Oliveti (1994). *Ingegneria Solare*. Bologna: Pitagora Editrice s.r.l.

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{\epsilon_g} = 1,11 \cdot 10^{-6} m$$

dove

$\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} J$  = energia di gap del silicio;

$h = 6,625 \cdot 10^{-34} J \cdot s$  = costante di Planck;

$c = 3 \cdot 10^8 m/s$  = velocità della luce.

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di  $1,1 \mu m$  è pertanto inabile a produrre corrente elettrica nelle celle al silicio, pertanto, esaminando i dati della distribuzione spettrale dell'irraggiamento extraterrestre, si può osservare che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace.

Le celle fotovoltaiche sono costituite da due strati di semiconduttori in contatto tra di loro, uno di tipo  $n$  ed uno di tipo  $p$ .

Il silicio presenta quattro elettroni di valenza nell'orbita più esterna e forma un reticolo cristallino in cui ogni atomo di Si è circondato da 4 atomi di Si, con ciascuno dei quali stabilisce un legame covalente.

Il semiconduttore di tipo  $n$  si ottiene aggiungendo al silicio piccole quantità di fosforo (P), il quale ha cinque elettroni nell'orbita più esterna; nel semiconduttore  $n$  vi è pertanto un eccesso di elettroni liberi, portati dagli atomi di fosforo.

Il semiconduttore di tipo  $p$  si ottiene invece degradando il silicio con atomi di boro (B), il quale ha solo tre elettroni nell'orbita esterna: nel semiconduttore  $p$  vi sono pertanto vacanze di elettroni.

Quando si pongono in contatto i due strati di semiconduttore di tipo  $n$  e di tipo  $p$ , gli elettroni liberi del semiconduttore  $n$  attraversano la giunzione ed occupano le vacanze esistenti nel semiconduttore  $p$ : di conseguenza il semiconduttore  $n$  acquista una carica positiva, mentre il semiconduttore  $p$  si carica negativamente. Si stabilisce pertanto attorno alla giunzione una barriera di potenziale.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, quest'ultima penetra sia nello strato superiore che inferiore creando delle coppie di elettroni e di vacanze. A causa della barriera di potenziale, gli elettroni possono passare da  $p$  ad  $n$  ma non da  $n$  a  $p$ : si produce così un eccesso di elettroni nello strato  $n$ , che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato  $p$  dando luogo ad una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno.

## 1.2 Terminologia

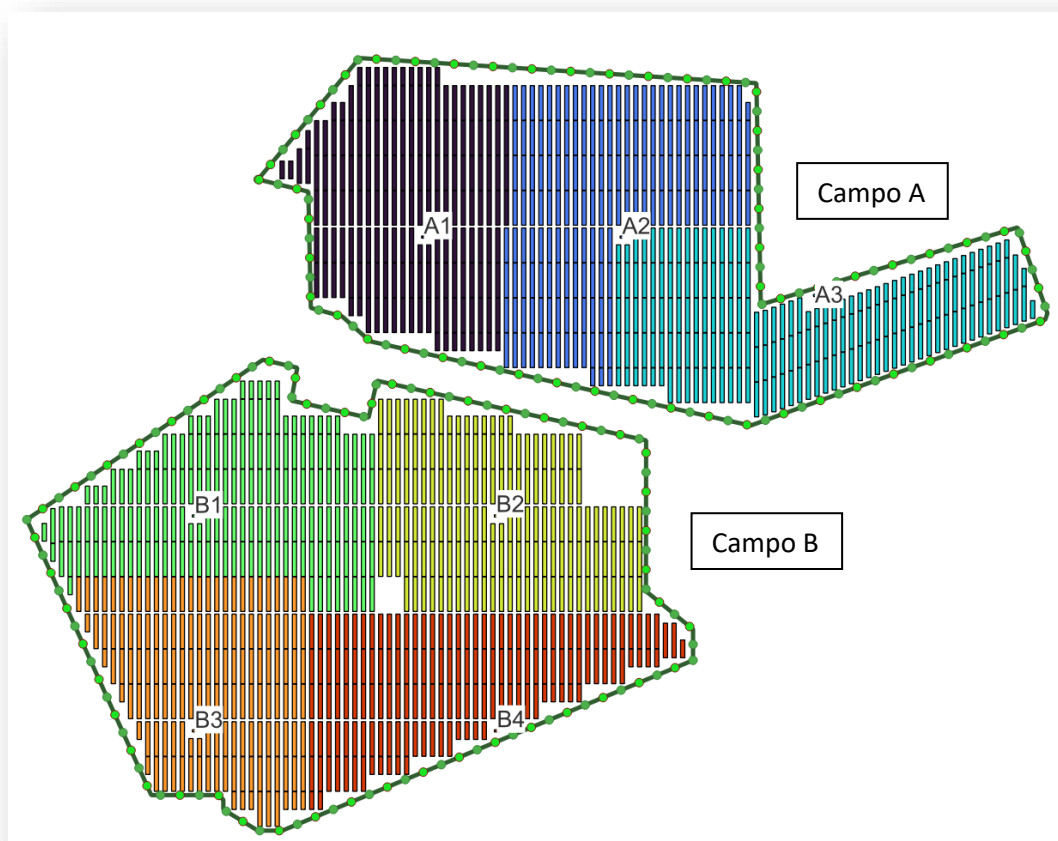
Nella sistemistica fotovoltaica viene usata la seguente terminologia:

- *Cella fotovoltaica*: è il componente a semiconduttore che realizza la conversione diretta di energia solare in energia elettrica;

- *Modulo*: è un insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente fra loro e racchiuse in un involucro sigillato;
- *Pannello*: è un insieme di moduli connessi in una struttura rigida;
- *Stringa*: è un insieme di pannelli connessi in modo da dare la tensione nominale dell'impianto;
- *Campo fotovoltaico*: è l'insieme di tutti i pannelli, connessi tra loro in maniera opportuna, che costituiscono il generatore di energia elettrica;
- *Sistema di inseguimento*: è una macchina elettrica la quale consente di far funzionare il campo fotovoltaico sempre in condizioni di massima potenza erogata;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata.

### 1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto si compone di n. 2 campi denominati rispettivamente A e B, dislocati nei territori comunali di **Cerignola (BA) e Trinitapoli (BT)**. I sottocampi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:



## 2. Descrizione delle diverse componenti

### 2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo a tecnologia monocristallino bifacciale della ditta Canadian Solar tipo BiHiKu7 da **660** Watt o similare.





FRONT      BACK



## BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC  
635 W ~ 660 W  
CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655 | 660MB-AG



**MORE POWER**

-  Module power up to 660 W  
Module efficiency up to 21.2 %
-  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\*

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

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

---

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO / UKCA  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
Take-e-way






\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

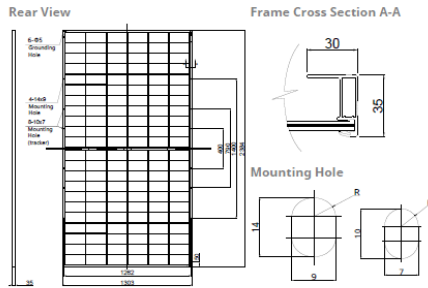
---

**CSI Solar Co., Ltd.** 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 55 GW deployed around the world since 2001.

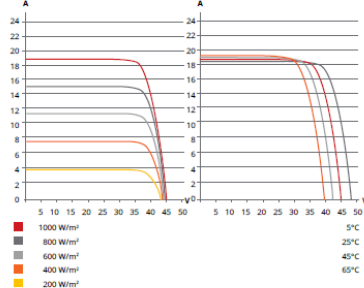
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

**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	19.18 A	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	19.23 A	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	19.27 A	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	19.31 A	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	19.35 A	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%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	22.16 A	25.5%

\* 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 | 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
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 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	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

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

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**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**

\_\_\_\_\_

CSI Solar Co., Ltd.  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

July 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.7\_EN



La seguente tabella riporta la distribuzione dei moduli all'interno del parco fotovoltaico divisa per sottocampi:

Campo	N° moduli	Potenza	Superficie pannellata
A1	9.690	6.395,40	31.946,42
A2	9.900	6.534,00	32.551,34
A3	9.480	6.256,80	31.282,20
<b>Tot. Campo A</b>	<b>29.070</b>	<b>19.186,20</b>	<b>95.779,96</b>
B1	9.480	6.256,80	31.252,55
B2	8.940	5.900,40	29.418,52
B3	8.430	5.563,80	27.753,52
B4	8.490	5.603,40	27.980,36
<b>Tot. Campo B</b>	<b>35.340</b>	<b>23.324,40</b>	<b>116.404,95</b>
<b>Tot. Impianto</b>	<b>64.410</b>	<b>42.510,60</b>	<b>212.184,92</b>

\*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo degli inseguitori solari nella loro posizione a tilt zero gradi

## 2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monassiale di *rollio* del tipo *Tracker*. Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore per *tracker*. Questo motore lavora estendendosi ed accorciandosi lungo una direttrice sub-verticale la cui inclinazione cambia di alcuni gradi durante la giornata.

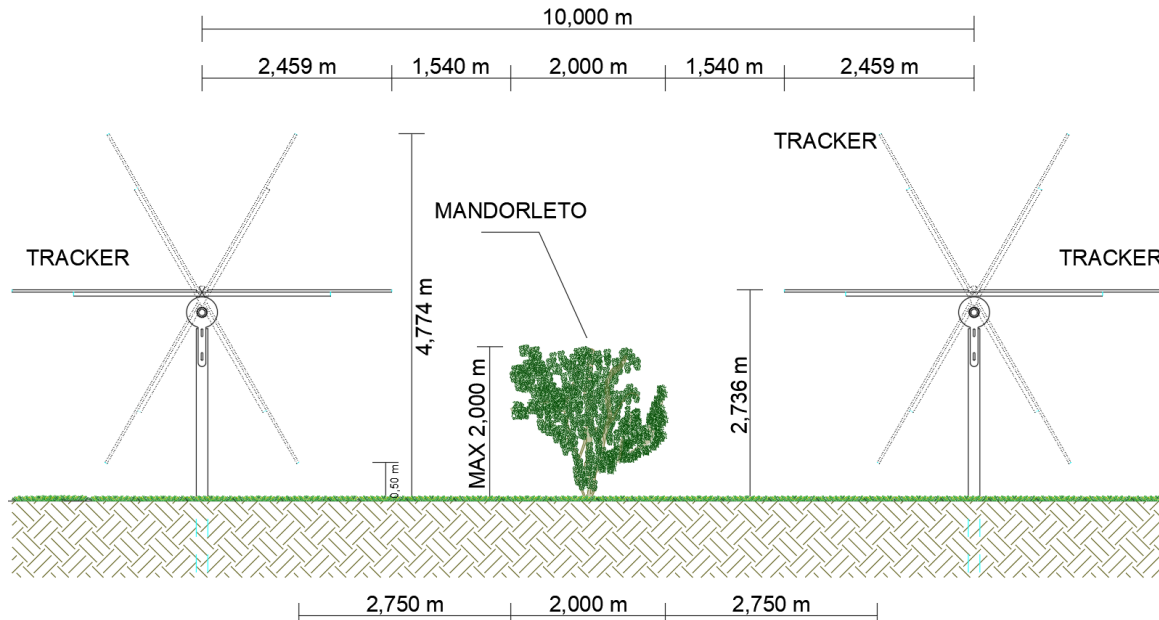
Il movimento del motore si trasforma per i pannelli in rotazione intorno ad un'asse orizzontale.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione
- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione

- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

L'interasse minimo tra le fila di trackers è pari a **10 m** per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi necessari di manovra nelle fasi di raccolta dei frutti e anche in fase di manutenzione .



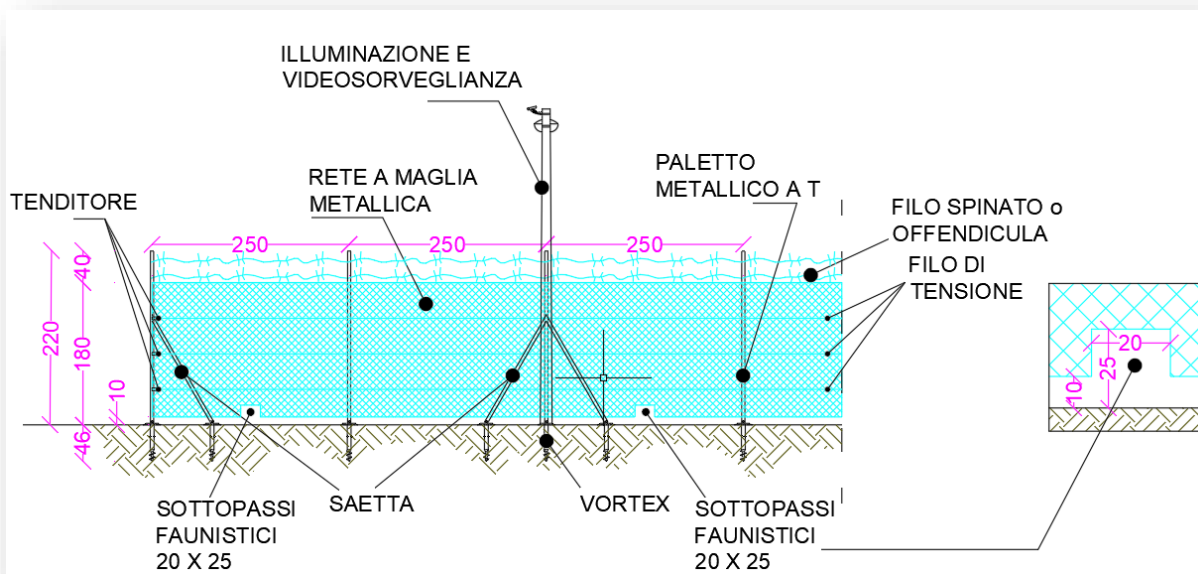
La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia di lunghezza e relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

Campo	Tipo inseguitore	n.
A1	TR30	27
	TR60	148
A2	TR30	4
	TR60	163
A3	TR30	34
	TR60	141
B1	TR30	26
	TR60	145
B2	TR30	10
	TR60	144
B3	TR30	13
	TR60	134
B4	TR30	21
	TR60	131

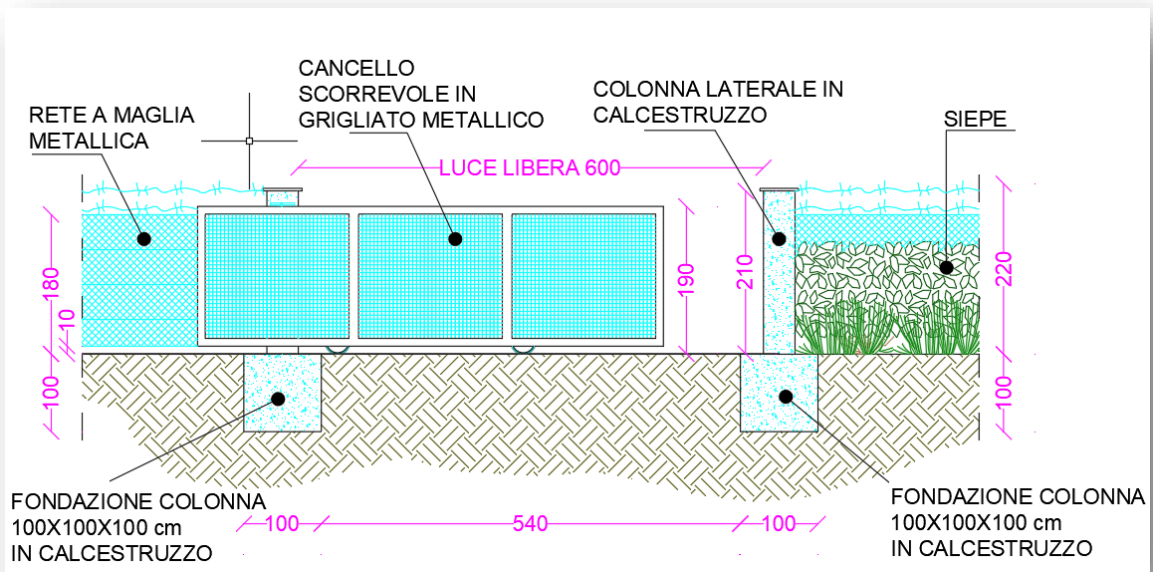
Campo	Tipo inseguitore	n.
Totale	TR30	135
	TR60	1.006

### 2.3 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno e idonei sottopassi faunistici per non ostacolare il transito della fauna locale.



I cancelli carrabili, anch'essi in materiale metallico, saranno realizzati con idonee guide di scorrimento e saranno posati in opera idoneamente ancorati a pilastri di calcestruzzo armato.



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta a garantire un'uniforme illuminazione. Dal predimensionamento effettuato saranno disposti i punti luce lungo la recinzione perimetrale ad intervallo di 15 metri ed altezza palo 4 metri.

Il campo sarà inoltre dotato di impianto antintrusione combinato perimetrale con sistema tipo ad infrarossi o barriera a microonda ed antifurto per singolo modulo.

## 2.4 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è rappresentato dalla Smart String Inverter SUN 2000-215KTL-H3 HUAWEI.

SUN2000-215KTL-H3  
Smart String Inverter



100A  
Per MPPT



99.0%  
Max. Efficiency



String-Smart  
Switch



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



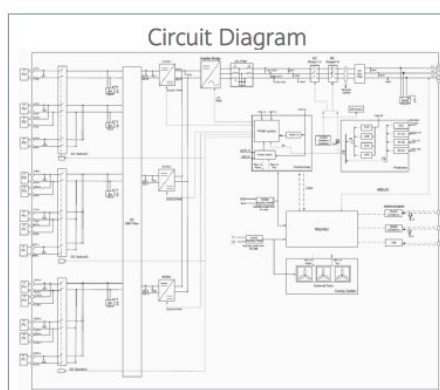
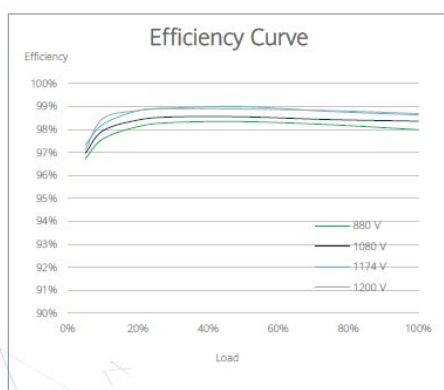
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

## Specifiche tecniche:

SUN2000-215KTL-H3  
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	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	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	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
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

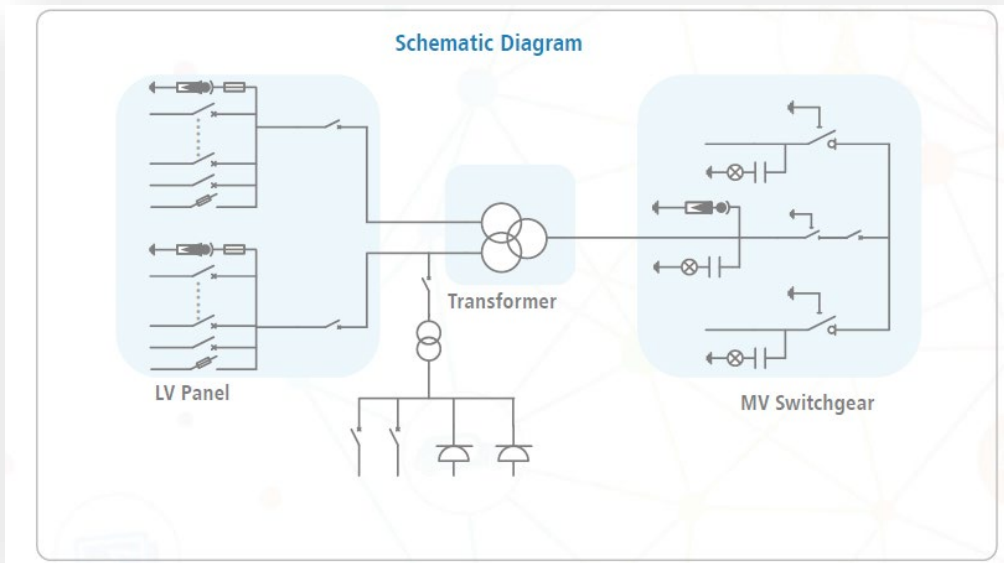
SOLAR.HUAWEI.COM

Ogni sottocampo sarà dotato di apposito trasformatore del tipo Smart Transformer Station STS-6000K, Eco design HUAWEI.

Detta stazione rappresenta una soluzione compatta e pre-assemblata contenente:

- un trasformatore esterno;
- un quadro AT;
- un pannello BT.





Technical Specifications	STS-6000K Eco-design for SUN2000-90KTL-H1, SUN2000-90KTL-H2, SUN2000-100KTL-H1, SUN2000-105KTL-H1
AC Power	6,000 kVA @40°C / 5,700 kVA @45°C / 5,400 kVA @50°C
Rated Input Voltage	800 V
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,403 A
	<b>Output</b>
Rated Output Voltage	20 kV / 22 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
Optional Output Voltages	10 kV ~ 35 kV
Tappings	± 2 x 2.5%
Minimum Peak Efficiency Index	99.504%, in accordance with EN50588-1
Impedance	6.5% (+ 10%) @6000 kVA
	<b>Protection</b>
Protection Degree of MV Switchgear and LV Panel	IP54
SPD Protection	Type II
Optional SPD Protection	Type I
	<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Weight	< 23 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m
Optional Max. Operating Altitude	4,000 m
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1
	<b>Features</b>
Transformer Type	Oil-immersed
Transformer Cooling Method	ONAN
Transformer Oil Type	Mineral Oil
Transformer Vector Group	Dyn11-yn11
Optional Transformer Vector Group	Dy11-y11
Oil Tray	Optional
Medium Voltage Switchgear	SF6, 12 kV ~ 40.5 kV, 630 A, 3 Feeders (CCV or equivalent), IAC A 20 kA 1 s
Low Voltage Panel	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*15 pcs)
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, 800 V / 400 V
Optional Auxiliary Transformer	5 kVA / 30 kVA / 50 kVA, Dyn11, Ratio Varies according to Customization



## 2.5 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- Impianto fotovoltaico: costituito da n°7 subcampi fotovoltaici che convertono l'energia solare in energia elettrica per mezzo di moduli fotovoltaici ed inverter. Un trasformatore elevatore BT/36 kV porta la tensione al valore di trasmissione interno dell'impianto;
- linee interrate in AT a 36 kV: convogliano la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico alla Cabina di Raccolta e da questa alla Cabina di Consegna;
- Cabina di Consegna: raccoglie le linee in AT a 36 kV per la successiva consegna alla rete AT. In questa cabina vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
- Sistema di accumulo: della potenza di 40 MW, con capacità di 160 MWh;
- Cavidotto di consegna a 36 kV: cavo di collegamento a 36 kV tra la Cabina di Consegna e la futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/36 kV;

La rete di alta tensione a 36 kV sarà composta da n° 2 circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole allegate.

Nelle tavole allegate vengono anche riportati lo schema unifilare dove con indicazione della lunghezza e della sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e viene descritta la modalità e le caratteristiche di posa interrata.

La rete a 36 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARP1H5E (o equivalente) con conduttore in alluminio. Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in alluminio sono riportate nella seguente tabella (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m /W):

Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
95	257	0,403
240	433	0,161
630	735	0,061

I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) ed un nastro segnalatore. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,2 m previa autorizzazione della Provincia. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligatoria. Mantenendo valide le ipotesi di temperatura e resistività del terreno, i valori di portata indicati nel precedente paragrafo vanno moltiplicati per dei coefficienti di correzione che tengono conto della

profondità di posa di progetto, del numero di cavi presenti in ciascuna trincea e della ciclicità di utilizzo dei cavi.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi 450 o 750, mentre i tubi 250 devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

In questi casi si applicheranno i seguenti coefficienti:

- lunghezza  $\leq 15$ m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza  $\geq 15$  m: 0,8 m,
- Si installerà una terna per tubo che dovrà avere un diametro doppio di quello apparente della terna di cavi.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Le terne provenienti dai trasformatori di campo verranno convogliate dapprima nella cabina di raccolta e successivamente inviate tramite un cavidotto interrato AT ad una cabina di consegna posta nelle immediate vicinanze della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione "Foggia-Palo del colle". La Cabina di Consegna è necessaria per raccogliere le linee a 36 kV provenienti dall'impianto fotovoltaico e permettere l'immissione dell'energia prodotta nella rete di TERNA. Nel sistema a 36 kV all'interno della Cabina di Consegna si utilizzano cavi isolati e segregati in apposite celle prefabbricate, collaudate e certificate dal Costruttore secondo procedure a norma di legge per il livello di isolamento indicato.

Le opere civili per entrambi gli edifici di controllo sono di seguito descritte.

### **Piattaforma**

I lavori riguarderanno le intere aree degli edifici di controllo e consistranno nell'eliminazione del mantello vegetale, scavo, riempimento e compattamento fino ad arrivare alla quota di appianamento prevista.

### **Fondazioni**

Si realizzeranno le fondazioni necessarie alla stabilità delle apparecchiature a 36 kV.

### **Drenaggio di acqua pluviale**

Il drenaggio di acqua pluviale sarà realizzato tramite una rete di raccolta formata da tubature drenanti che canalizzeranno l'acqua attraverso un collettore verso l'esterno, orientandosi verso le cunette vicine agli edifici di controllo.

### **Canalizzazioni elettriche**

Si costruiranno le canalizzazioni elettriche necessarie alla posa dei cavi di potenza e controllo. Queste canalizzazioni saranno formate da solchi, archetti o tubi, per i quali passeranno i cavi di controllo necessari al corretto controllo e funzionamento dei distinti elementi dell'impianto.

### **Edifici di Controllo**

Gli edifici di controllo Cabina di Consegna e cabina di raccolta saranno composti dai seguenti vani:

- Locale quadri AT,
- Locale BT e trafo AT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,

### **Messa a terra**

Gli edifici di controllo saranno dotati di una rete di dispersione interrata a 0,7 m di profondità.

Si conetteranno direttamente a terra i seguenti elementi, che si considerano messa a terra di servizio:

- I neutri dei trasformatori di potenza e misura
- Le prese di terra dei sezionatori di messa a terra
- Le prese di terra degli scaricatori di sovratensione
- I cavi di terra delle linee che entrano negli edifici di controllo.

### **Messa a terra di protezione**

Tutti gli elementi metallici dell'impianto saranno connessi alla rete di terra, rispettando le prescrizioni nella CEI 99-2.

Si conetteranno a terra (protezione delle persone contro contatto indiretto) tutte le parti metalliche normalmente non sottoposte a tensione, ma che possano esserlo in conseguenza di avaria, incidenti, sovratensione o tensione indotta. Per questo motivo si conetteranno alla rete di terra:

- le carcasse di trasformatori, motori e altre macchine,

- le carpenterie degli armadi metallici (controllo e quadri AT),
- gli schermi metallici dei cavi AT,
- le tubature ed i conduttori metallici.

Nell'edificio non si metteranno a terra:

- Le porte metalliche esterne dell'edificio
- Le sbarre anti-intrusione delle finestre
- Le griglie esterne di ventilazione.

I cavi di messa a terra si fisseranno alla struttura e carcasse delle attrezzature con viti e graffe speciali di lega di rame. Si utilizzeranno saldature alluminotermiche Cadweld ad alto potere di fusione per l'unione sotterranea, per resistere alla corrosione galvanica.

## 2.6 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 3 stazioni meteorologiche assemblate e configurate specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- *Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.*
- *Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo. Costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.*
- *Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.*
- *Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.*
- *Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico*
- *Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.*
- *Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.*

- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri*

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



## 2.7 Sistema di accumulo

Gli sfidanti obiettivi imposti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEIC) e dai programmi europei in termini di sviluppo della penetrazione rinnovabile hanno fatto sì che l'Italia si trovi oggi nel pieno di una intensa Transizione Energetica. Per cogliere gli obiettivi suddetti mantenendo alta la qualità dei servizi forniti dal sistema elettrico nazionale e, in particolare, dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), è necessario da un lato un intenso sviluppo di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) in regime di grid parity, e dall'altro lo sviluppo di tecnologie che abilitino una penetrazione sempre maggiore di FRNP mantenendo alta la qualità dei servizi sopracitati.

Nel PNEIC è indicato come obiettivo al 2030 la realizzazione di 6 GW di sistemi di accumulo per abilitare la Transizione Energetica: tra di essi, sebbene sia previsto che la quota maggiore sia coperta da impianti di pompaggio, un ruolo rilevante è ricoperto anche dai sistemi di accumulo elettrochimico, anche noti come Energy Storage Systems (ESS) o semplicemente batterie.

Se diverse tecnologie FRNP (PV, Wind onshore, ecc.) risultano ormai mature, con migliaia di MW installati sul territorio nazionale, al contrario le realizzazioni di batterie di grande taglia sono ancora poco diffuse, pur essendo alcune tecnologie già sviluppate ed affidabili.

Di seguito si illustra il contesto tecnologico, normativo e di mercato in cui lo storage si inserisce, per poi articolare la proposta tecnica di un sistema di storage associato ad un impianto fotovoltaico.

### 2.7.1 Le politiche energetiche ed il contesto normativo

Lo sviluppo delle FRNP è fortemente supportato dalle politiche energetiche dei governi, sia a livello mondiale (COP 21, accordi di Parigi), sia a livello comunitario (pacchetto Clima-Energia 2030 europeo), sia a livello nazionale (PNEIC).

L'obiettivo comune primario è la lotta ai cambiamenti climatici, che deve essere realizzata perseguendo diversi obiettivi chiave:

- decarbonizzazione, ossia riduzione di emissione di gas clima alteranti (CO<sub>2</sub> in primis), attraverso un progressivo abbandono delle fonti energetiche fossili;
- sviluppo delle FRNP, che deve avvenire parallelamente all'abbandono delle fonti fossili e deve essere accompagnato dallo sviluppo di nuovi modelli di sistemi energetici e reti elettriche che consentano di accogliere tale sviluppo in maniera sostenibile (generazione distribuita, smart grid, ESS, ecc.);
- riduzione dei consumi energetici attraverso l'efficientamento energetico degli usi finali dell'energia.

Come evidenziato nel secondo punto, una condizione necessaria allo sviluppo delle FRNP è che le reti elettriche e i sistemi energetici nazionali siano sufficientemente pronti a gestirne l'aleatorietà della produzione.

In Italia le FRNP hanno priorità di dispacciamento rispetto agli impianti la cui produzione è programmabile, e Terna, in qualità di Transmission System Operator (TSO), si occupa dell'approvvigionamento di risorse per garantire la stabilità della RTN tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), nonché della gestione dei flussi di potenza in tempo reale.

Il MSD è lo strumento attraverso il quale vengono approvvigionate le risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema elettrico nazionale (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva, bilanciamento in tempo reale).

Sul MSD le offerte presentate dai soggetti abilitati che vengono accettate, sono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Fino al 30/05/2017, gli unici soggetti abilitati al MSD erano solamente le Unità di Produzione (UP) rilevanti (ossia di taglia superiore a 10 MW) ad esclusione di quelle non programmabili (PV, Wind, ecc.). Tali soggetti sono obbligati a presentare in ogni sessione di mercato le offerte per i vari servizi di dispacciamento (per ulteriori approfondimenti si rimanda al Codice di Rete).

A seguito della Delibera 300/2017/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), dal titolo "Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo" sono stati avviati i primi step per la progressiva apertura del MSD a nuovi soggetti (la domanda, la generazione distribuita, le FRNP rilevanti, ecc.), tramite una serie di progetti pilota.

Con le delibere dell'ARERA 372/2017/R/eel e 583/2017/R/eel sono poi stati rispettivamente approvati i regolamenti (predisposti da Terna) relativi ai progetti pilota che disciplinano la partecipazione al MSD delle seguenti categorie:

- Le Unità di Consumo Virtuali Abilitate (UVAC), costituite da uno o più impianti di consumo connessi alla rete aventi le seguenti caratteristiche:
  - i. "Potenza Massima di Controllo", intesa come la massima quantità di prelievo che può essere modulata in riduzione, superiore a 1 MW;
  - ii. in grado di incrementare la propria immissione (cioè, fisicamente, di modulare in riduzione il prelievo degli impianti di consumo associati alla UVAC) entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per un valore non inferiore alla quantità minima di cui sopra, e sostenere tale riduzione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
  - iii. ogni impianto di consumo deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna; Nel caso delle UVAC, è ammesso che le Unità di Consumo possano avere al loro interno anche sistemi di generazione purché questi.
- Le Unità di Produzione Virtuali Abilitate (UVAP), costituite da uno o più punti di immissione ai quali siano connessi esclusivamente impianti di produzione (attualmente esclusivamente non rilevanti), caratterizzate dai seguenti attributi:
  - i. per servizio di riserva sia nella modalità a salire che a scendere: essere in grado di aumentare o ridurre la potenza immessa di almeno 1 MW;

- ii. per servizio di riserva solo a salire: essere in grado di aumentare la potenza immessa di almeno 1 MW;
- iii. per servizio di riserva solo a scendere: essere in grado di ridurre la potenza immessa di almeno 1 MW;
- iv. devono essere in grado di modulare in incremento (o in decremento) l'immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
- v. ogni impianto di produzione deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna.

Con la delibera 422/2018/R/eel i sopracitati progetti sono confluiti nel progetto pilota delle Unità Virtual Abilitate Miste.

A questi progetti si aggiungono anche:

- FRNP rilevanti, ossia impianti rinnovabili non programmabili di taglia superiore a 10 MW. Il regolamento è in corso di approvazione da parte dell'ARERA (383/2018/R/eel);
- Unità di Produzione Integrate, ossia UP tradizionali affiancate da sistemi di storage elettrochimico. Il regolamento deve essere presentato all'ARERA per l'approvazione, essendo chiusa la fase di consultazione con gli operatori (402/2018/R/eel);

Inoltre da dicembre 2019 risulta in consultazione, da parte di TERNA, un progetto pilota denominato "Riserva Ultrarapida" caratterizzato dalle seguenti requisiti principali

- Taglia minima a livello di aggregato almeno pari a 5 MW e taglia massima al più pari a 25 MW (l'obiettivo è di evitare eccessiva concentrazione di riserva in pochi aggregati/dispositivi e assicurare una maggiore disponibilità media delle risorse);
- Essere in grado di fornire una regolazione continua e automatica della frequenza nel rispetto dei vincoli di tempo di attivazione, durata e modalità di seguito definite e indipendentemente dal tipo di tecnologia;
- Essere in grado di fornire la risposta **entro 1 secondo** dall'evento di deviazione della frequenza (secondo le modalità definite da Terna), di regolare continuativamente il profilo di potenza richiesto per 30 secondi e di eseguire una derampa lineare fino a potenza nulla entro tempo di default di 5 minuti;



- Essere in grado di garantire una durata minima di erogazione del servizio a piena potenza pari a 15 minuti sia a salire sia a scendere.

Nonostante il progetto pilota della riserva Ultra-rapida risulti essere tecnologicamente neutro, la caratteristica del terzo punto (risposta completa del sistema entro 1 secondo) rende il progetto dedicato quasi esclusivamente ai sistemi di accumulo elettrochimico.

### 2.7.2 Il ruolo dello storage

I sistemi di storage elettrochimico, più comunemente noti come batterie, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete.

Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete.

Una prima classificazione degli ESS (si veda anche la Figura 1) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).



gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;

- Regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
  - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
  - risolvere eventuali congestioni;
  - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.

### 2.7.3 Le principali caratteristiche del progetto storage

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo.

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati.

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente

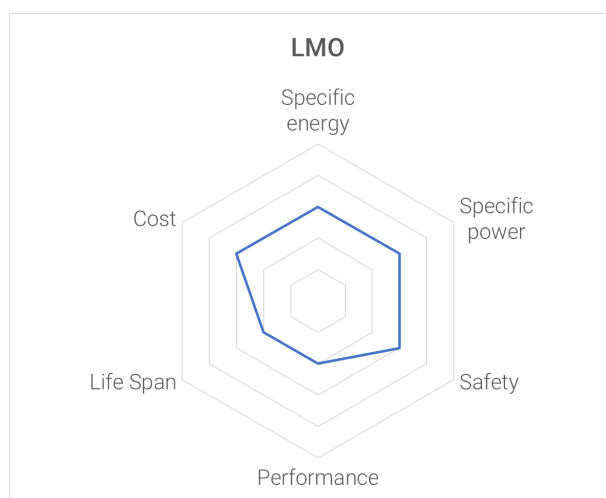
sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili).

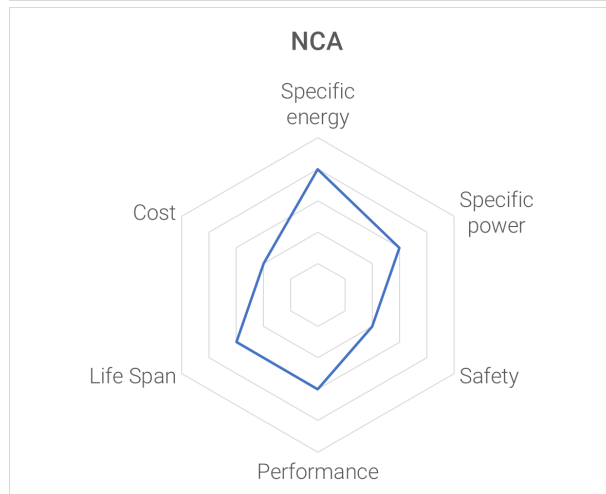
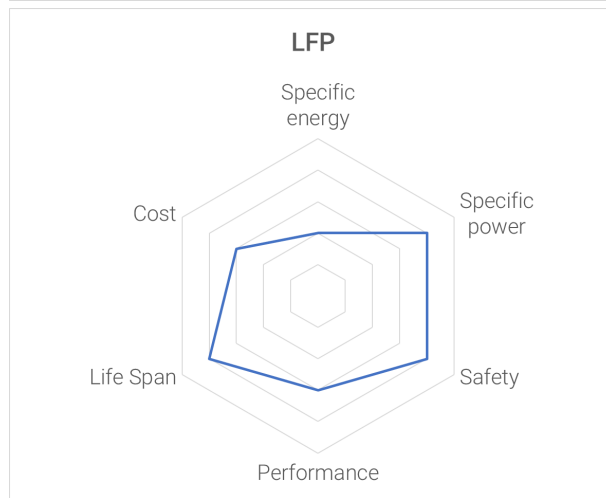
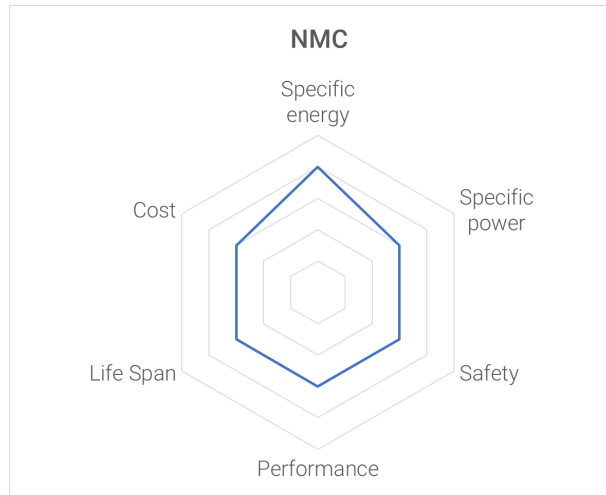
### 2.7.3.1 Sistema Batterie

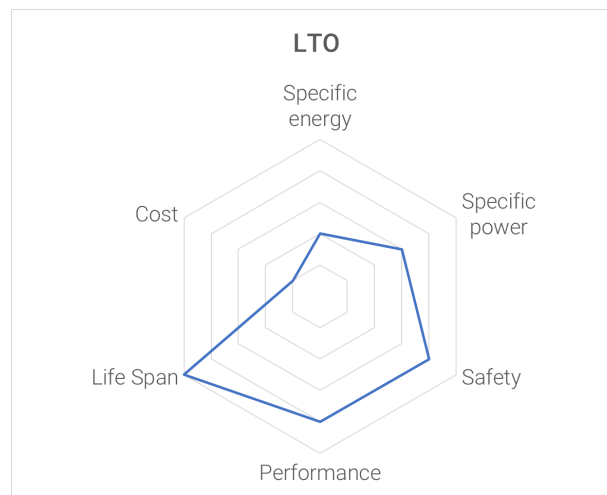
Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio, tra queste le principali tecnologie usate nell'ambito dell'energy storage sono:

- Litio Ossido di Manganese LMO
- Litio Nichel Manganese Cobalto NMC
- Litio Ferro Fosfato LFP
- Litio Nichel Cobalto Alluminio NCA
- Litio Titanato LTO

Di seguito sono illustrate le principali caratteristiche delle sopraindicate tecnologie:





**Figura 2 Caratteristiche tecnologie litio**

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell'ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato su queste due tecnologie.

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari. Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:

**Figura 3 Esempio cella batteria****Figura 4 Esempio modulo batteria**



Figura 5 Esempio rack batterie

Infine a capo dei moduli posti in serie all'interno dei rack vi è la Battery Protection Unit (BPU) responsabile della protezione dell'intero rack contro i corto circuiti, il sezionamento del rack per eseguire la manutenzione in sicurezza, e la raccolta di tutte le informazioni provenienti dai vari moduli (temperature, correnti, tensioni, stato di carica etc). Si riporta un esempio di BPU:



Figura 6 Esempio BPU

### 2.7.3.2 Convertitore di potenza

Dal momento che i rack batterie sono caratterizzati da grandezze elettriche continue, al fine di poter connettere tali dispositivi alla rete elettrica vi è la necessità di convertire tali grandezze continue in alternate. A tal fine il sistema di conversione solitamente utilizzato in applicazioni Energy Storage è un convertitore bidirezionale monostadio caratterizzato da un unico inverter AC/DC direttamente collegato al sistema di accumulo:

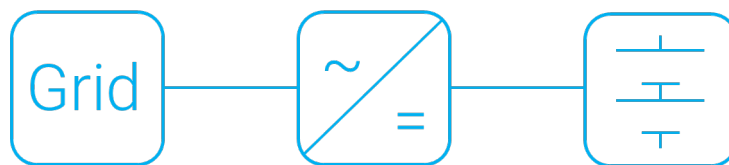


Figura 7 Schema semplificato di un convertitore monostadio

Tali convertitori possono essere installati direttamente all'interno di container oppure realizzati in appositi skid esterni, come i convertitori centralizzati utilizzati nei parchi fotovoltaici, si riportano due esempi:



Figura 8 Esempio convertitore da interno



Figura 9 Esempio convertitore da esterno



Il convertitore poi risulta essere connesso ad un trasformatore elevatore AT/BT al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente e solitamente vengono realizzati degli skid esterni comprensivi di PCS, trasformatore e celle di media tensione, di seguito un esempio di tale installazione:



Figura 10 Esempio skid conversione

### 2.7.3.3 Container

I container sono progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- Resistenza al fuoco REI 120;
- Contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;

- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatore al fine di garantire della ridondanza;
- Particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- Sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi anti-intrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018. La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 25 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia.

La superficie della piazzola di collocamento dei container sarà ricoperta con ghiaia. Si prevede che il percorso di accesso ai container (corridoio centrale tra le due file e zona perimetrale) potrà essere pavimentato con una semplice soletta in calcestruzzo tipo marciapiede.

### 2.7.3.5 Sistema antincendio

Sarà progettato e certificato in conformità alla regola dell'arte e normativa vigente. Il sistema, che sarà interfacciato con la centrale di allarme presente nella sala controllo del CCGT, ha il compito di valutare i segnali dei sensori di fumo/termici e:

- allertare le persone in caso di pericolo;
- disattivare gli impianti tecnologici;
- attivare i sistemi fissi di spegnimento;

Le principali caratteristiche sono:

- i locali batterie saranno protetti da sistema di estinzione, attivato automaticamente dalla centrale antincendio in seguito all'intervento concomitante di almeno 2 sensori su 2;
- il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, contenuto in bombole pressurizzate con azoto

(tipicamente a 25 bar). Sarà di tipo fluoro-chetone 3M NOVEC 1230 o equivalente. La distribuzione è effettuata ad ugelli, e realizzerà l'estinzione entro 10 s;

- la centrale di rilevazione e automazione del sistema di estinzione e le bombole saranno installate in compartimento separato dal locale batterie, separato da setto REI 120;
- esternamente ai container saranno installati avvisatori visivi e acustici degli stati d'allarme, e sistema a chiave di esclusione dell'estinzione;
- saranno presenti pulsanti di allarme e specifiche procedure per la gestione delle eventuali situazioni di malfunzionamento in modo da escludere limitazioni alle attuali condizioni di sicurezza della centrale;
- nei locali elettrici non dotati di sistema di estinzione automatico (cabina elettrica) saranno previsti estintori a CO<sub>2</sub>.

La gestione degli apparecchi che contengono gas ad effetto serra sarà conforme alle normative F-Gas vigenti.

#### *2.7.4 Sistema BESS*

Il progetto prevede inoltre la realizzazione di un sistema di accumulo dell'energia (storage), posto all'interno del "Campo B", della potenza di 40 MW ed una capacità di 160 MWh. Il layout prevede la disposizione di n. 60 battery container (dim. 6058 mm x 2438 mm x 2896 mm), 10 inverter e 5 trasformatori, secondo la disposizione di seguito riportata.

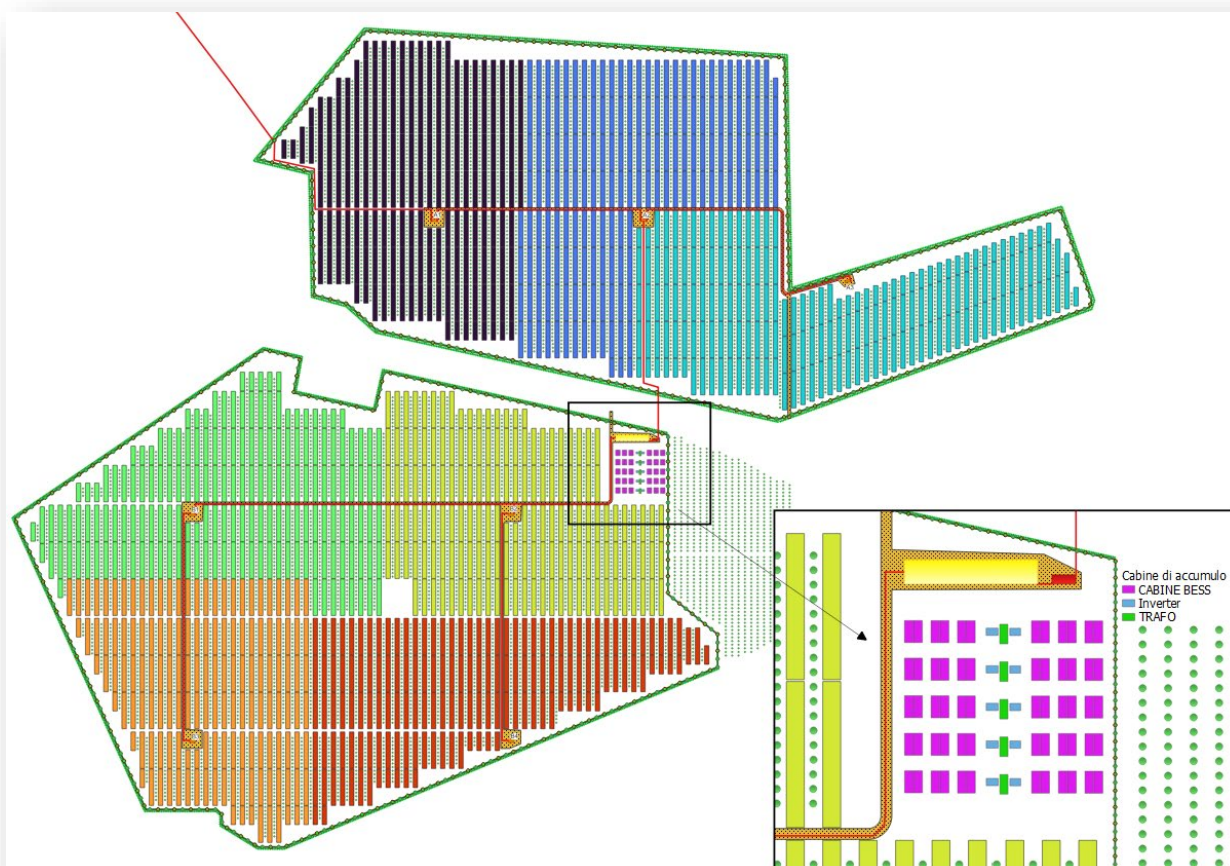
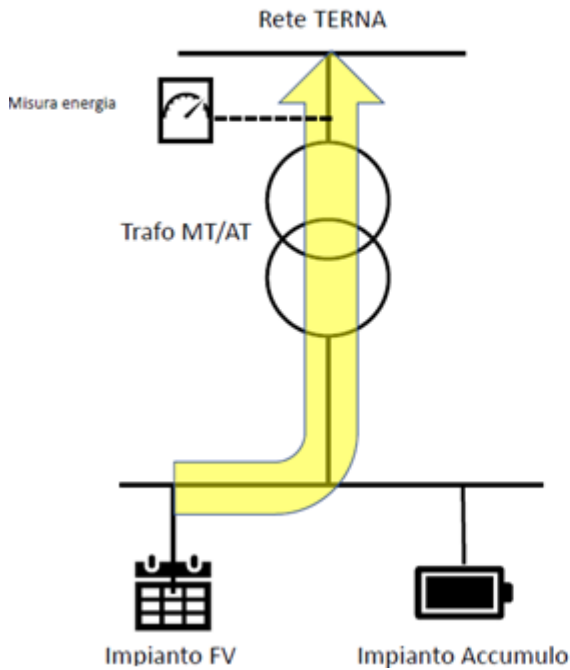


Figura 11 – Impianto di accumulo

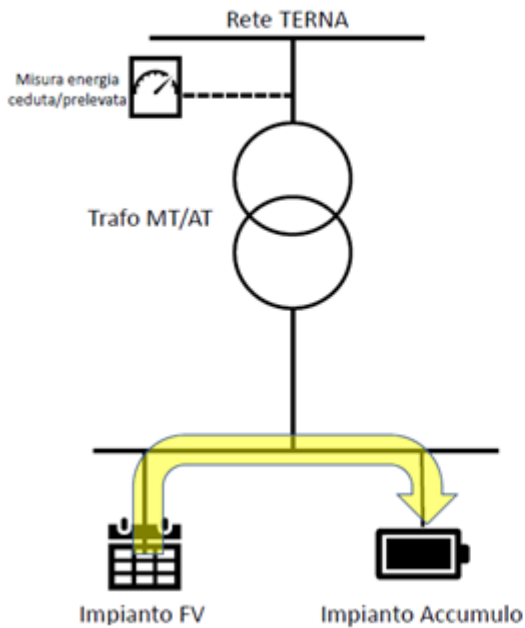
Di seguito si descrivono le diverse modalità di funzionamento previste per detto sistema di accumulo:

### A – PRODUZIONE DA SOLA FONTE SOLARE



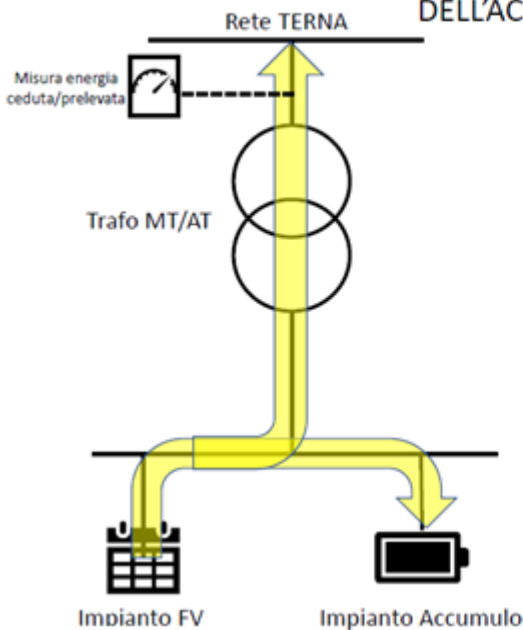
In questa modalità di esercizio, il solo impianto FV produce energia elettrica che viene ceduta alla rete TERNA per essere valorizzata sul mercato libero dell'energia e attraverso accordi con vendita dell'energia con privati (PPA)

### B – RICARICA ACCUMULO DA FONTE SOLARE



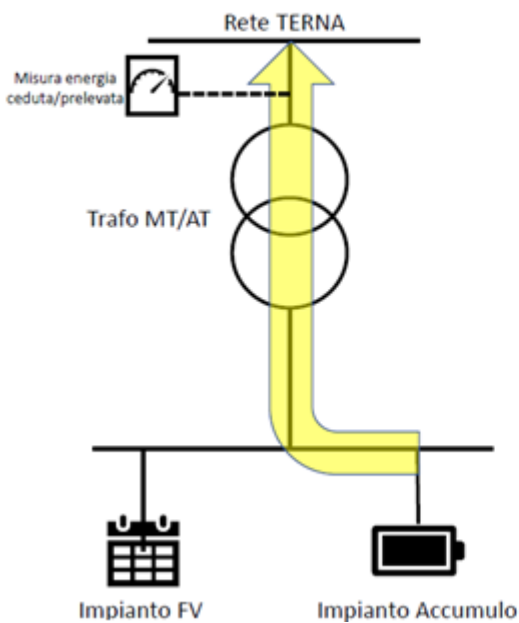
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico non cede l'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete ma la stessa viene immagazzinata nel sistema di accumulo per essere successivamente rilasciata

### A/B – EROGAZIONE DI ENERGIA SOLARE IN RETE CON CONTEMPORANEA RICARICA DELL'ACCUMULO DA FONTE SOLARE



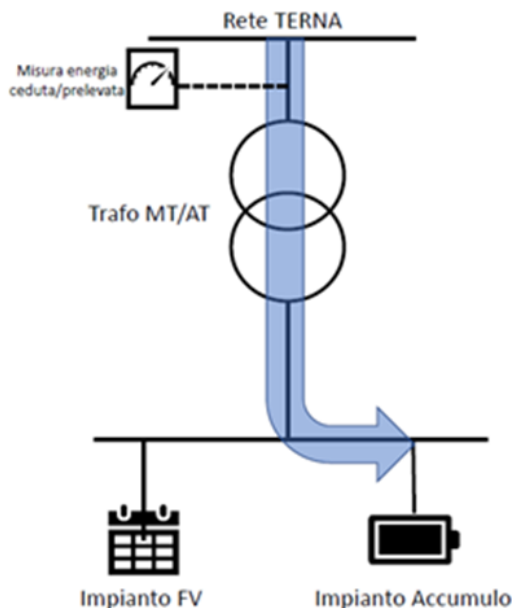
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico cede parte dell'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete e parte viene destinata alla ricarica del sistema di accumulo, per essere successivamente rilasciata

### C – RILASCIO ENERGIA DA FONTE SOLARE ACCUMULATA



In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia anche in orari differenti da quelli diurni, l'energia precedentemente immagazzinata dall'impianto fotovoltaico

## D – PRELIEVO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE

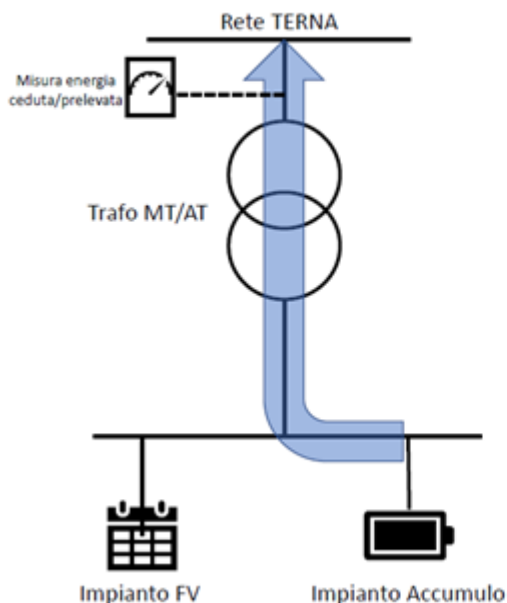


In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, assorbe ed immette, in orari differenti, potenza dalla rete per fornire servizi di rete volti alla stabilità e bilanciamento della rete stessa, quali riserva primaria, secondaria e terziaria.

**Regolazione ultra rapida di frequenza**

- **Regolazione primaria di frequenza**
- **Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza**
- **Regolazione terziaria di frequenza**
- **Servizio di bilanciamento**
- **Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva**
- **Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE**

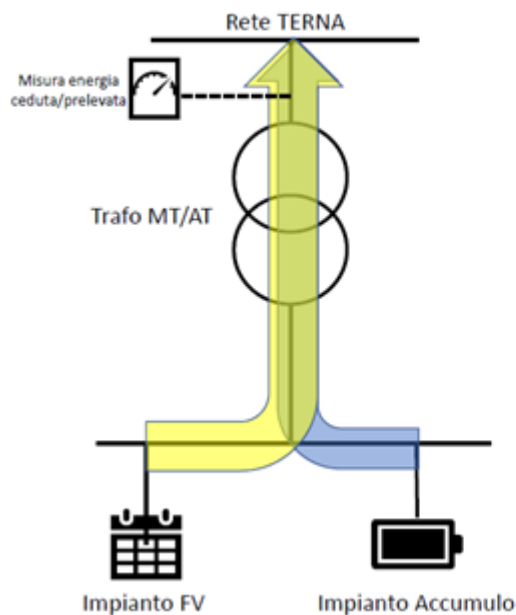
## E – RILASCIO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE



In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, immette potenza in rete al fine di fornire i seguenti servizi quali:

- **Regolazione ultra rapida di frequenza**
- **Regolazione primaria di frequenza**
- **Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza**
- **Regolazione terziaria di frequenza**
- **Servizio di bilanciamento**
- **Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva**
- **Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE**

## F – SERVIZI DI RETE CON PRODUZIONE IMPIANTO FV



In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia energia alla rete per fornire i servizi di rete (vedi modalità di funzionamento E) e l'impianto FV produce energia. La potenza totale immessa in rete, in ipotesi può essere la somma delle potenze massime dei due impianti.

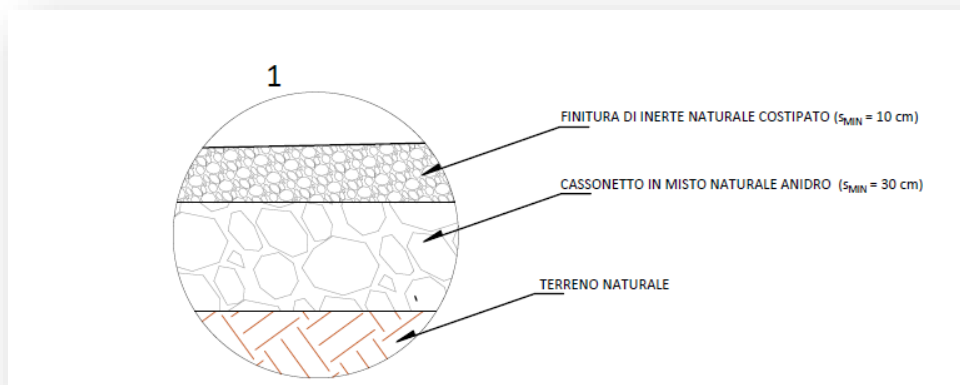
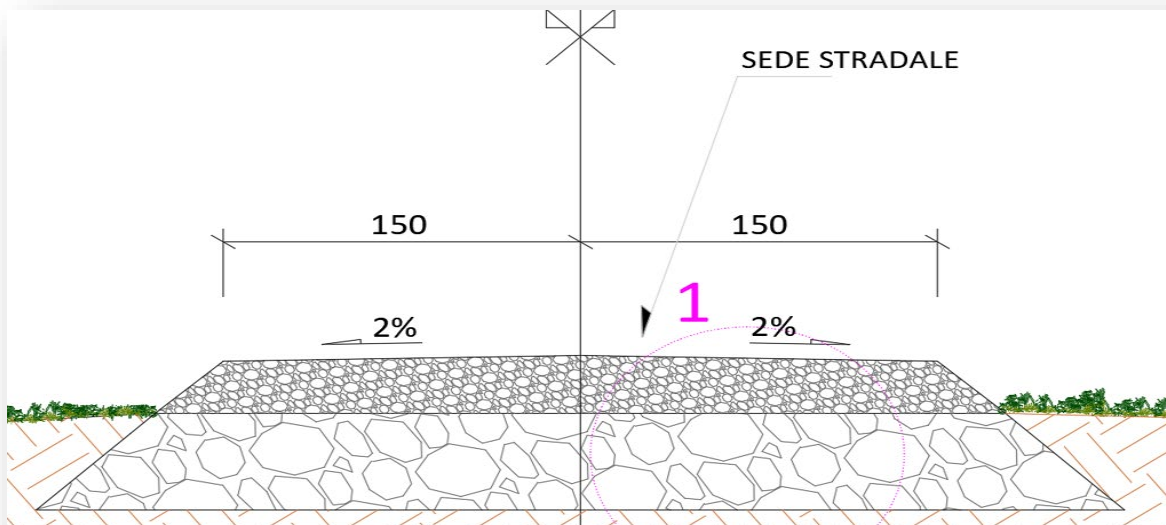
## 2.8 Viabilità interna

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto.

Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di **3,00** m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.





## 2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione

In merito ai tempi, alle modalità ed ai costi di realizzazione e dismissione dell'impianto si rimanda agli specifici elaborati allegati al presente progetto definitivo. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

<i>Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)</i>	<b>13 mesi</b>
<i>Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da quadro economico)</i>	<b>€ 41.527.815,34</b>
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	<b>8 mesi</b>

Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)

€ 752.058,45

### 3. Dimensionamento dell'impianto

#### 3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro dei comuni di Cerignola (FG) e Trinitapoli (BT) in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in due aree recintate, sviluppa una superficie catastale di **Ha 58.99.48**.

#### 3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'impianto FV complessivo sarà pari a **42,51060** MWp, costituiti da n. 7 campi fotovoltaici collegati tra loro tramite cavidotti interrati in alta tensione.

#### 3.3 Dati di irraggiamento

L'intensità della radiazione solare può essere misurata direttamente sul terreno (almeno con intervalli di registrazione oraria) mediante sensori specifici, di qualità elevata, calibrati e puliti regolarmente. Per ottenere una popolazione di dati adeguata andrebbero eseguite misurazioni per almeno 10 anni continuativi.

In realtà, il numero di misure di radiazione a terra che soddisfano tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso distanti tra loro, per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare in arrivo sulla superficie terrestre.

Principalmente questi metodi utilizzano i dati dei satelliti meteorologici geostazionari. I vantaggi dell'utilizzo di tali dati sono:

- disponibilità dei dati in tutta l'area coperta dalle immagini satellitari;
- disponibilità delle serie storiche di almeno 30 anni.

Lo svantaggio dell'uso dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando un numero di algoritmi matematici piuttosto complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono far perdere precisione ai calcoli, ad esempio:

- neve che può essere scambiata per nuvole
- tempeste di polvere che possono essere difficili da rilevare nelle immagini satellitari

I satelliti geostazionari hanno anche la limitazione che non coprono le aree polari. Tuttavia, la precisione dei dati delle radiazioni solari satellitari è ora generalmente molto buona.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare è fornita da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi sono calcolati utilizzando modelli di previsioni meteorologiche numeriche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di quantità meteorologiche, che spesso includono l'irradiazione solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari dove i metodi satellitari non hanno dati. Gli svantaggi di questi insiemi di dati sono che essi hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori della radiazione solare in genere non è buona come quella dei dati della radiazione solare satellitare nelle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

I metodi usati per calcolare la radiazione solare da satellite sono stati descritti in numerosi documenti scientifici ( Mueller et al., 2009 , Mueller et al., 2012 , Gracia Amillo et al., 2014 ). Il primo passo nel calcolo è usare le immagini satellitari per stimare l'influenza delle nuvole sulla radiazione solare. Le nuvole tendono a riflettere la luce solare in arrivo, in modo che meno radiazioni arrivino a terra.

La riflettività delle nuvole viene calcolata osservando lo stesso pixel dell'immagine satellitare alla stessa ora ogni giorno di un mese. Il metodo presume quindi che il pixel più scuro del mese sia quello che corrisponde al cielo sereno (senza nuvole). Per tutti gli altri giorni, la riflettività della nuvola viene quindi calcolata relativamente al giorno di cielo sereno. Questo è fatto per tutte le ore del giorno. In questo modo è possibile calcolare *un'albedo nuvola efficace* .

In una seconda fase il metodo calcola la radiazione solare in condizioni di cielo sereno usando la teoria del trasferimento radiativo nell'atmosfera insieme con i dati su quanti aerosol (polvere, particelle, ecc.) Ci sono nell'atmosfera e concentrazione di vapore acqueo e ozono, entrambi i quali tendono ad assorbire radiazioni

a particolari lunghezze d'onda. La radiazione totale viene quindi calcolata dalla nube albedo e dall'irradiazione del cielo chiaro.

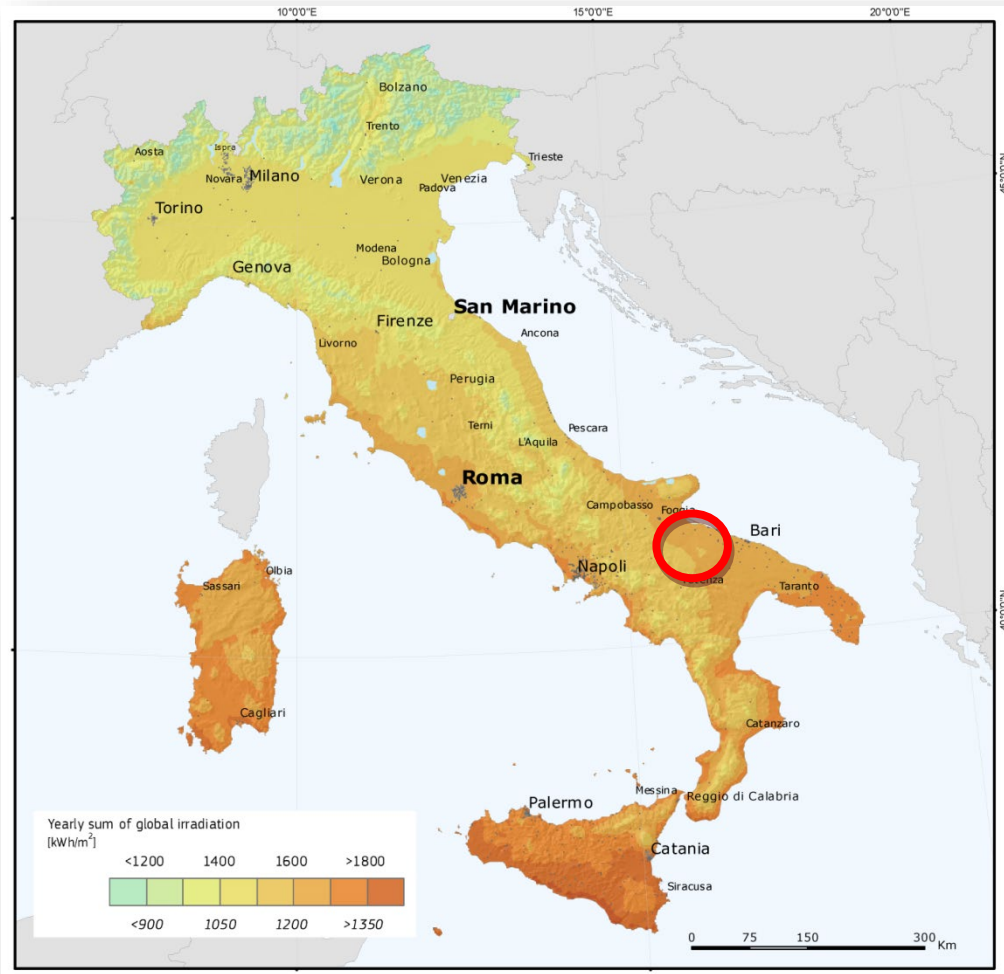
Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. Questo elemento è esaminato mediante il diagramma dell'orizzonte che rappresenta appunto il percorso solare correlato alla presenza di ostacoli che generano ombreggiamenti.

Stimato il valore di irradiazione globale e del fascio su un piano orizzontale è necessario determinare i valori di irradianza sui moduli fotovoltaici inclinati con un determinato angolo (fisso o a sistemi di tracciamento) rispetto all'orizzontale.

Pertanto, i valori di irradianza rilevati dal satellite non sono rappresentativi della radiazione solare disponibile sulla superficie del modulo e diventa necessario stimare l'irradiazione nel piano.

Esistono diversi modelli nella bibliografia scientifica che utilizzano come dati di input i valori di irraggiamento sul piano orizzontale delle componenti di irradiazione globale e diffusa e / o del fascio, per stimare i valori del fascio e dei componenti diffusi su superfici inclinate. La somma di questi è l'irradiazione globale nel piano su una superficie inclinata.

L'irradiazione del raggio proviene direttamente dal disco solare, quindi il valore su una superficie inclinata può essere facilmente calcolato dal valore sul piano orizzontale semplicemente conoscendo la posizione del sole nel cielo e l'inclinazione e l'orientamento della superficie inclinata. Al contrario, la stima del componente diffuso su superfici inclinate non è così semplice, poiché è stata dispersa dai componenti dell'atmosfera e come risultato può essere descritta come proveniente dall'intera cupola del cielo.



Di seguito si riporta il tabulato di elaborazione restituito dal software PVSYST finalizzato alla stima della producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico in progetto.

In relazione ai dati di input inseriti, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.709 kWh/kWp anno**.

La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo	Sottocampo	Tipo	n. elementi	n. moduli	potenza DC (kWp)	n. stringhe	n. inverter	Potenza AC (kWp)	TRAFO (kW)	DC/AC	MWh/anno
A	A1	TR30	27	810	6.395,40	323	26	5.200,00	6.000,00	1,23	10.929,74
A	A1	TR60	148	8.880							
A	A2	TR30	4	120	6.534,00	330	26	5.200,00	6.000,00	1,26	11.166,61
A	A2	TR60	163	9.780							
A	A3	TR30	34	1.020	6.256,80	316	26	5.200,00	6.000,00	1,20	10.692,87
A	A3	TR60	141	8.460							
<b>Totale campo A</b>			<b>517</b>	<b>29.070</b>	<b>19.186,20</b>	<b>969</b>	<b>78</b>	<b>15.600,00</b>	<b>18.000,00</b>	<b>1,23</b>	<b>32.789,22</b>
B	B1	TR30	26	780	6.256,80	316	26	5.200,00	6.000,00	1,20	10.692,87
B	B1	TR60	145	8.700							
B	B2	TR30	10	300	5.900,40	298	24	4.800,00	6.000,00	1,23	10.083,78
B	B2	TR60	144	8.640							
B	B3	TR30	13	390	5.563,80	281	24	4.800,00	6.000,00	1,16	9.508,53
B	B3	TR60	134	8.040							
B	B4	TR30	21	630	5.603,40	283	24	4.800,00	6.000,00	1,17	9.576,21
B	B4	TR60	131	7.860							
<b>Totale campo B</b>			<b>624</b>	<b>35.340</b>	<b>23.324,40</b>	<b>1.178</b>	<b>98</b>	<b>19.600,00</b>	<b>24.000,00</b>	<b>1,19</b>	<b>39.861,40</b>
<b>TOTALE IMPIANTO</b>			<b>1.141,00</b>	<b>64.410,00</b>	<b>42.510,60</b>	<b>2.147</b>	<b>176</b>	<b>35.200,00</b>	<b>42.000,00</b>	<b>1,21</b>	<b>72.650,62</b>

### 3.4 Sistema di orientamento

Sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale di rollio (rotazione intorno all'asse nord-sud) con rotazione intorno all'asse nord-sud.

### 3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati riportati in allegato la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **72.650,62 MWh/anno**.

## 4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale. Infatti, sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto, è previsto di utilizzare in larga parte, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie, risorse locali. In particolare, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto, per le varie lavorazioni le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzioni, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri; montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici. Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

È evidente che altri riflessi economici e ricadute positive per il territorio si avranno in conseguenza dell'apertura dei cantieri e per le attività collaterali ed indotte dai cospicui investimenti messi in atto dall'iniziativa (approvvigionamento materiali, servizi di ristorazione, ecc.).

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e opagricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

In aggiunta ai dati riportati nella documentazione progettuale presentata, si riportano di seguito alcune valutazioni e dati circa il beneficio occupazionale a regime dell'impianto una volta realizzato.

Un recente studio realizzato dal dipartimento di ingegneria elettrica dell'Università di Padova, denominato "Il valore dell'energia fotovoltaica in Italia", basandosi su dati e studi effettuati per altri paesi europei (Germania in particolare), ha realizzato un'analisi generale dell'impatto dell'installazione del fotovoltaico sull'occupazione, identificando un indice da associare alla potenza fotovoltaica installata.

Tenendo conto di un tasso di crescita annua dell'installato pari a +15,6% (inferiore a quello di altri Paesi ma ritenuto attendibile per l'Italia) lo studio ha stimato in 35 posti di lavoro per MW installato la ricaduta occupazionale in fase di realizzazione dell'investimento (naturalmente ripartiti su tutta la filiera), ed in 1 posto di lavoro ogni 2 MW installati la ricaduta per l'intera durata della vita degli impianti.

Le valutazioni in merito svolte dalla società proponente si dimostrano più cautelative almeno per quanto riguarda le unità lavorative dell'impianto in esercizio. Nella fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico si prevedono a regime almeno 14 occupati a tempo indeterminato di cui 10 destinati alla manutenzione e 4 per la sorveglianza dell'impianto

Il fotovoltaico è caratterizzato, così come le altre tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili, da elevati costi di investimento in rapporto ai ridotti costi di gestione e di manutenzione. A parità di costo dell'energia prodotta, tale specificità può avere il vantaggio di essere trasformata in occupazione in quanto



si viene a sostituire valore aggiunto al combustibile utilizzato negli impianti che usano fonti combustibili convenzionali.

## 5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento

Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
1	Comune di Cerignola	P.zza della Repubblica 71142, Cerignola (FG)	protocollo.comune.cerignola@pec.rupar.puglia.com	Cerignola (FG)
2	Comune di Trinitapoli	Piazza Umberto I°, 10 76015, Trinitapoli (BAT)	<a href="mailto:protocollo@pec.vivitrinitapoli.info">protocollo@pec.vivitrinitapoli.info</a>	Trinitapoli (BT)
3	Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione – Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo	Corso Sonnino, 177 70121, Bari (BA)	servizio.energieinnovabili@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
4	Area Politiche per la mobilità e qualità urbana – Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	<a href="mailto:servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it">servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it</a>	Bari (BA)
5	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana – Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, politiche energetiche, VIA e VAS	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	<a href="mailto:servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it">servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it</a>	Bari (BA)
6	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	<a href="mailto:servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it">servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it</a>	Bari (BA)
7	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana – Ufficio Espropri	Via delle Magnolie 6,8 70026, Modugno (BA)	<a href="mailto:ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it">ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it</a>	Modugno (BA)
8	Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per	Piazza XX Settembre, 20 71100, Foggia (FG)	<a href="mailto:ufficio.coord.stp.fg@pec.rupar.puglia.it">ufficio.coord.stp.fg@pec.rupar.puglia.it</a>	Foggia (FG)

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	48 di 51
--------	---	----------

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
	l'attuazione delle opere pubbliche – Servizio LL.PP. Ufficio coordinamento strutture tecniche provinciale Foggia			
9	Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione – Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
10	Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale – Sezione Foreste, servizio territoriale Foggia	Via R. Caggese, 1 71100, Foggia (FG)	servizio.foreste.fg@pec.rupar.puglia.it	Foggia (FG)
11	Ufficio Provinciale Sezione Agricoltura di Foggia	Piazza U. Giordano, 1 71121, Foggia (FG)	upa.foggia@pec.rupar.puglia.it	Foggia (FG)
12	Ufficio Parco Tratturi Provincia di Foggia	Piazza Cavour, 23 – C/O Palazzo Uffici Statali – 71121, Foggia (FG)	parcotratturi.foggia@pec.rupar.puglia.it	Foggia (FG)
13	Provincia di Foggia	Piazza XX Settembre, 20 71100, Foggia (FG)	protocollo@cert.provincia.foggia.it	Foggia (FG)
14	Provincia di Andria, Barletta e Trani Urbanistica	Piazza Plebiscito 34/35 Barletta (BAT)	urbanistica.territorio@cert.provincia.bt.it;	Barletta (BAT)
15	Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Direzione Regionale	Strada dei Dottula – Isolato 49 70122, Bari (BA)	mbac-dr-pug@mailcert.beniculturali.it	Bari (BA)
16	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Barletta-Andria-Trani e Foggia	Via Alberto Alvarez Valentini, 8 71121, Foggia (FG)	mbac-sabap-fg@mailcert.beniculturali.it	Foggia (FG)
17	Soprintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia	Via de Nittis, 7, 71121, Foggia (FG)	<a href="mailto:mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it">mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it</a>	Foggia (FG)
18	Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia -Basilicata	Via Amendola, 116 70125, Bari (BA)	dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it	Bari (BA)
19	Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie – UNMIG – Ufficio 14	P.zza Giovanni Bovio, 22 80133, Napoli (NA)	<a href="mailto:dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it">dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it</a>	Napoli (NA)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
20	Comando VV.F. Foggia	Piazza G.B. Fraticelli, 1 – 71100 Foggia (FG)	<a href="mailto:com.prev.foggia@cert.vigilfuoco.it">com.prev.foggia@cert.vigilfuoco.it</a>	Foggia (FG)
21	Aeronautica Militare – Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio – Ufficio Servitù Militari	Lungomare Nazario Sauro, 39 70121, Bari (BA)	<a href="mailto:aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it">aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it</a>	Bari (BA)
22	Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d’Otranto-Comando Militare Esercito Puglia	Via Acton, s.n. 74121, Taranto (TA)	maridipart.taranto@postcert.difesa.it	Taranto (TA)
23	Comando Militare Esercito “Puglia” (CRFC)	Piazza Luigi di Savoia, 4 70121, Bari (BA)	cme_puglia@postacert.difesa.it	Bari (BA)
24	Autorità di Bacino Distrettuale dell’Appennino Meridionale Sede Puglia	Str. Prov. Per Casamassima km 3 – 70010,Valenzano (BA)	segreteria@pec.adb.puglia.it	Valenzano (BA)
25	ENAC – Direzione Operazioni SUD c/o Blocco Tecnico ENAV – CAAV Napoli	Viale Fulco Ruffo di Calabria – Aeroporto di Napoli Capodichino 70144, Napoli (NA)	protocollo@pec.enac.gov.it	Napoli (NA)
26	ENAV S.p.A.	Via Salaria, 716 00138, Roma (RM)	protocollogenerale@pec.enav.it	Roma (RM)
27	Provincia di Foggia Servizio Ambiente	Via Paolo Telesforo, 53 71122, Foggia (FG)	protocollo@cert.provincia.foggia.it	Foggia (FG)
28	Provincia di Barletta, Andria, Trani Sezione Energia	Viale de Gemmis, 42/44 76125, Trani (BAT)	ambiente.energia@cert.provincia.bt.it;	Trani (BAT)
29	Area Politiche per l’Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
30	Area Politiche per l’Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio Urbanistica	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
31	SNAM RETE GAS - Distretto Sud- Orientale	Via A. Gramsci, 111 71100, Foggia (FG)	distrettosor@pec.snamretegas.it	Foggia (FG)
32	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	Viale Egidio Galbani, 70 00156, Roma (RM)	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it	Roma (RM)
33	ASL Foggia	Piazza Giuseppe Pavoncelli, 11, 71121 Foggia FG	aslfg@mailcert.aslfg.it	Foggia (FG)

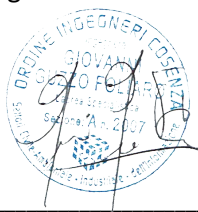
N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
34	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	Aeroporto "M. De Bernardi", via di Pratica di Mare, 45 00040, Pomezia (RM)	aerogeo@postacert.difesa.it	Pomezia (RM)
35	Agenzia delle Dogane di Foggia	Piazza Giordano, 1 (Palazzo degli Uffici statali - 3°/4° piano) - 71100 Foggia	dogane.foggia@pec.adm.gov.it	Foggia (FG)
36	ANAS s.p.a.	Via Vittime Civili, 83 - 71100 Foggia	servizioclienti@postacert.stradeanas.it	Foggia (FG)
37	Consorzio per la Bonifica della Capitanata	Viale Cristoforo Colombo 71100, Foggia (FG)	consorzio@pec.bonificacapitanata.it.	Foggia (FG)
38	Acquedotto Pugliese S.p.A.	Via Cognetti, 36 70121, Bari (BA)	acquedotto.pugliese@pec.aqp.it	Bari (BA)
39	ARPA Puglia- Dipartimento Prov.le di Foggia	Via G. Rosati n. 139 - 71100, Foggia (FG)	dap.fg.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it	Foggia (FG)
40	Regione Puglia Sezione Demanio e Patrimonio	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	serviziodemaniopatrimonio.bari@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)

Tabella 3 – Elenco degli enti comunque coinvolti nel procedimento

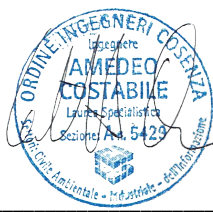
## 6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

### I progettisti



(dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro)



(dott. ing. Amedeo Costabile)



(dott. ing. Francesco Meringolo)

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	51 di 51
--------	---	----------

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: PUG.19- Demofonte

Variant: VAR.1

Tracking system with backtracking

System power: 42.51 MWp

(former) Roman Catholic Diocese of Salpi - Italy

**Author**

New Developments srls (Italy)



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulation date:  
26/07/22 13:30  
with v7.2.16

New Developments srls (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> (former) Roman Catholic Diocese of Salpi Italy	<b>Situation</b> Latitude 41.36 °N Longitude 15.98 °E Altitude 18 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> (former) Roman Catholic Diocese of Salpi PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>		<b>Near Shadings</b> Linear shadings
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated		
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 64410 units Pnom total 42.51 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 176 units Pnom total 35.20 MWac Pnom ratio 1.208		
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)			

**Results summary**

Produced Energy	73 GWh/year	Specific production	1709 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.05 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	<b>Backtracking array</b>
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	Nb. of trackers 1141 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	<b>Sizes</b>
Axis azimuth	0 °		Tracker Spacing 10.00 m
			Collector width 4.92 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 49.2 %
			Phi min / max. +/- 60.0 °
			<b>Backtracking strategy</b>
			Phi limits +/- 79.9 °
			Backtracking pitch 9.98 m
			Backtracking width 4.92 m
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Transposition	Perez	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>			
Free Horizon			

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-660MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	660 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	64410 units	Number of inverters	176 units
Nominal (STC)	42.51 MWp	Total power	35200 kWac
Modules	2147 Strings x 30 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	39.05 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	1027 V		
I mpp	38017 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	42511 kWp	Total power	35200 kWac
Total	64410 modules	Number of inverters	176 units
Module area	200080 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.21

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 0.44 mΩ
		Uc (const) 29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 1.5 % at STC
		Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	
<b>Serie Diode Loss</b>		<b>Module Quality Loss</b>	<b>Module mismatch losses</b>
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction 0.0 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP
Loss Fraction	0.1 % at STC		
<b>Strings Mismatch loss</b>			
Loss Fraction	0.1 %		



## PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:  
26/07/22 13:30  
with v7.2.16

New Developments srls (Italy)

### Array losses

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

### System losses

**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

Proportional to Power 4.7 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

### AC wiring losses

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.84 % at STC

**Inverter: SUN2000-215KTL-H3**

Wire section (176 Inv.) Alu 176 x 3 x 95 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 150 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 36 kV  
Wires Alu 3 x 700 mm<sup>2</sup>  
Length 13500 m  
Loss Fraction 1.96 % at STC

### AC losses in transformers

**MV transfo**

Grid voltage 36 kV

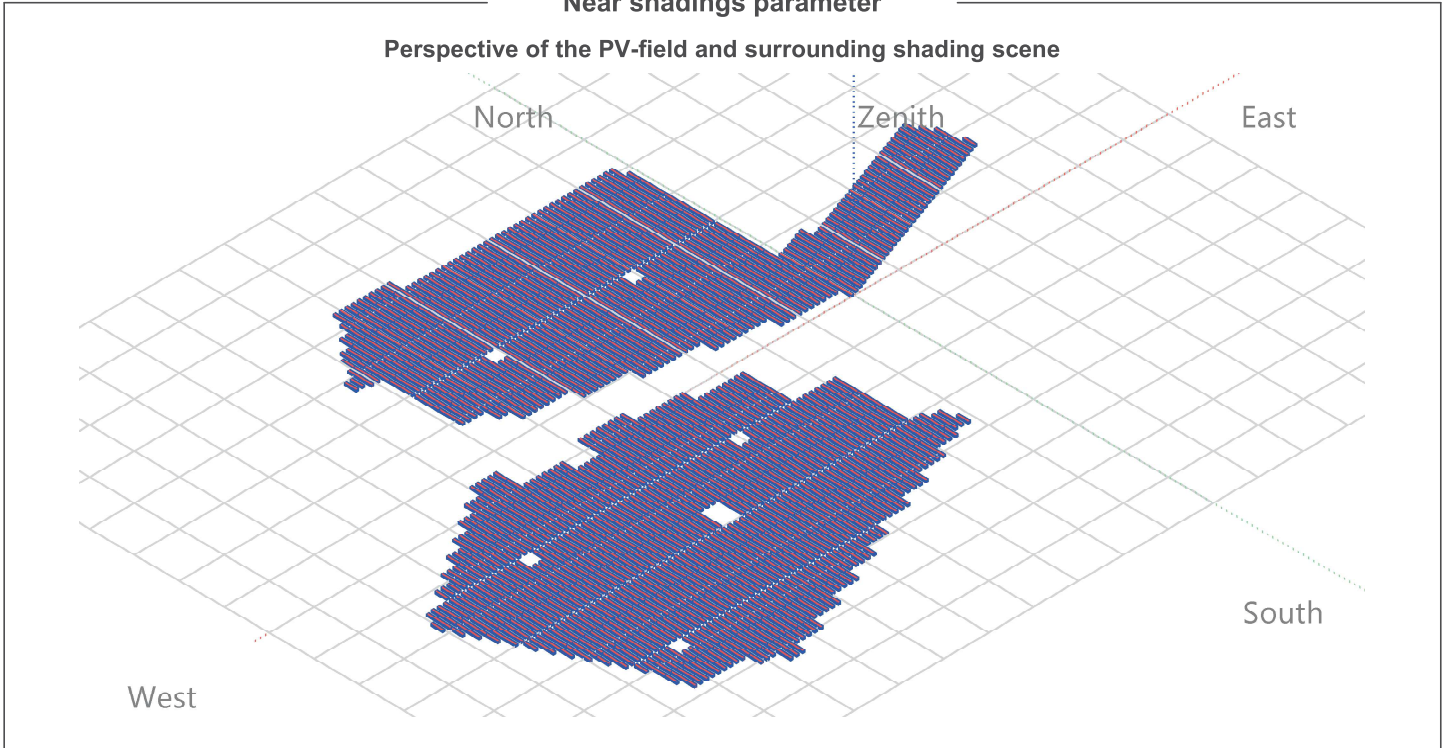
**Operating losses at STC**

Nominal power at STC 41727 kVA  
Iron loss (night disconnect) 41.73 kW  
Loss Fraction 0.10 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.15 mΩ  
Loss Fraction 1.00 % at STC



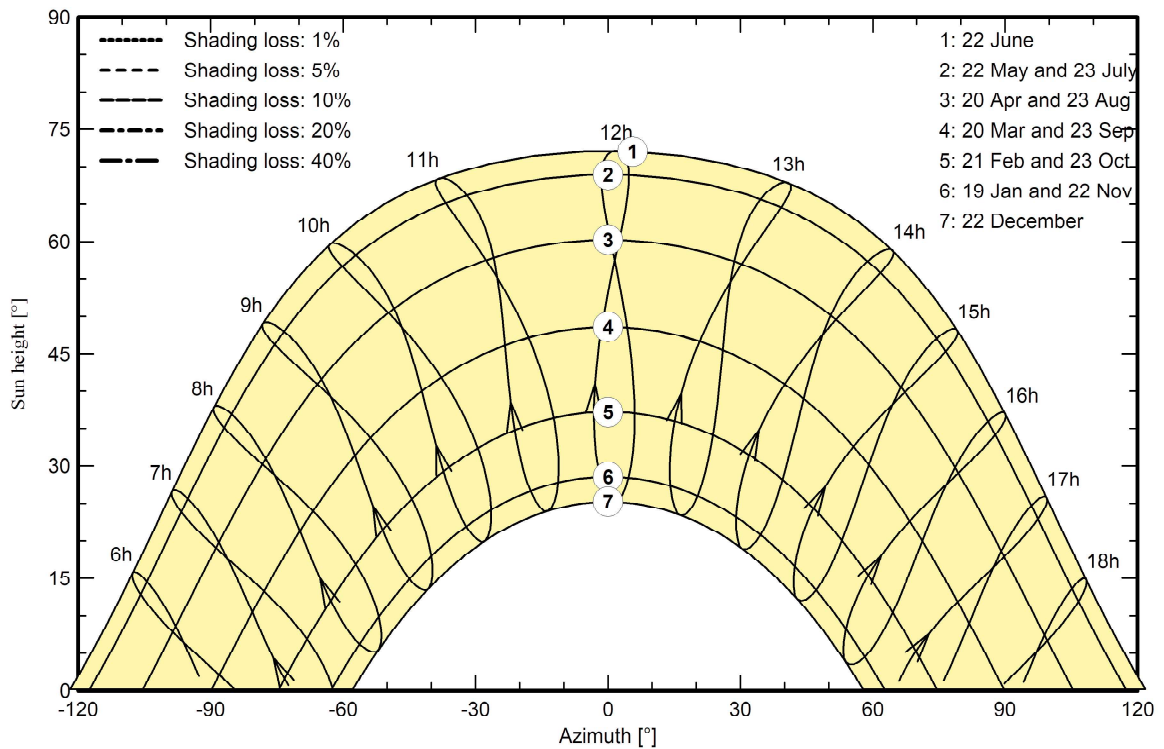


### Near shadings parameter



### Iso-shadings diagram

#### Orientation #1





**Main results**

**System Production**

Produced Energy

73 GWh/year

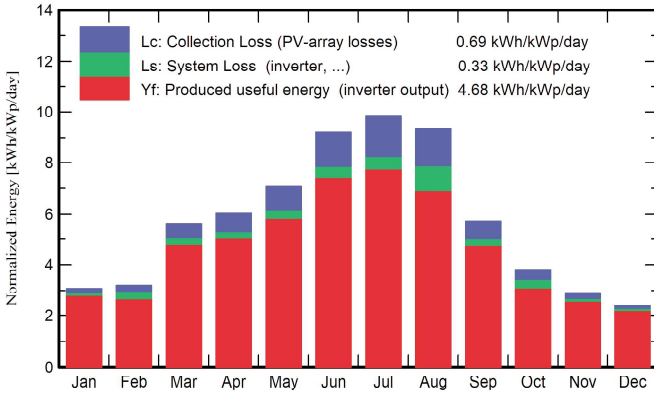
Specific production

1709 kWh/kWp/year

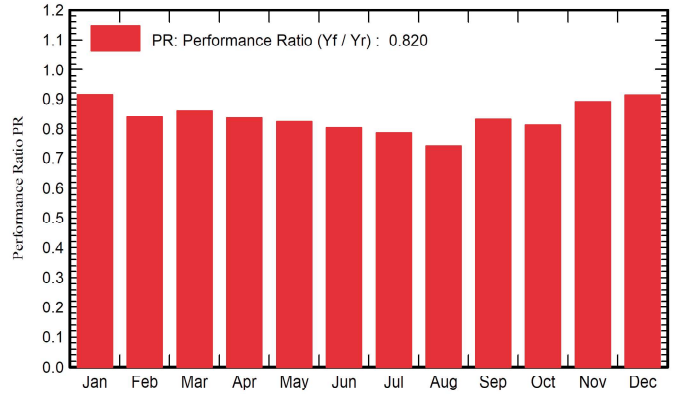
Performance Ratio PR

82.05 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

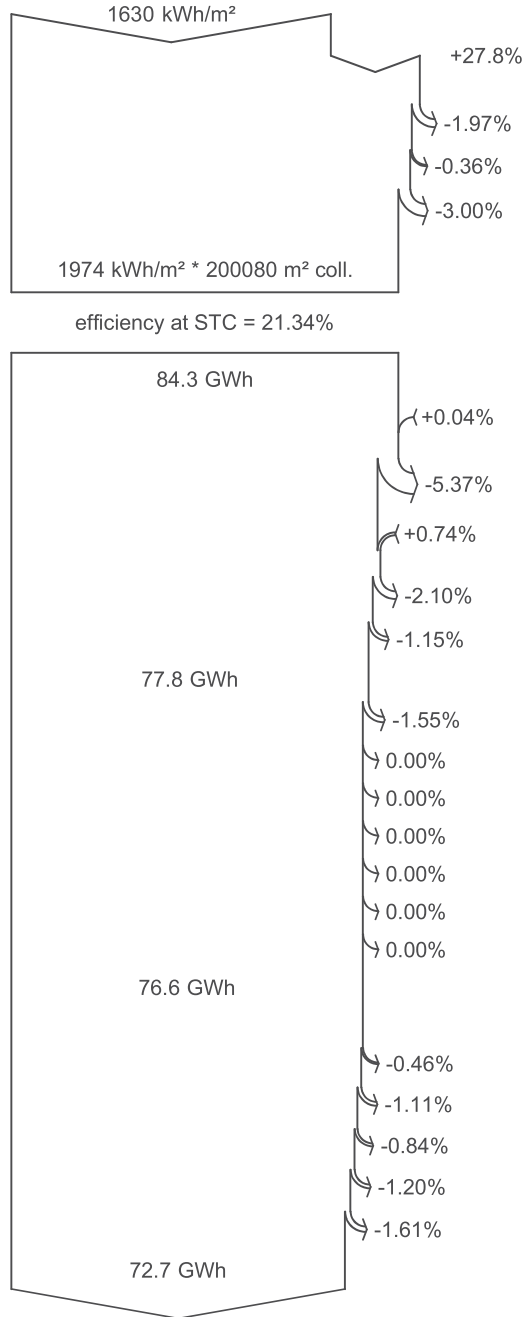
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	72.1	27.96	7.27	95.3	89.8	3.86	3.70	0.915
February	70.6	33.26	7.80	89.6	84.2	3.55	3.20	0.840
March	134.2	49.51	11.75	173.0	164.0	6.68	6.34	0.862
April	147.2	68.11	16.87	181.2	171.1	6.80	6.45	0.837
May	178.2	77.69	18.83	219.9	208.0	8.15	7.72	0.825
June	218.5	71.12	24.18	276.5	262.9	10.03	9.47	0.806
July	236.1	62.21	29.09	305.8	291.5	10.86	10.24	0.788
August	220.6	53.84	27.64	289.4	275.8	10.40	9.13	0.742
September	134.0	53.43	21.68	172.0	162.7	6.42	6.09	0.833
October	94.2	42.52	16.51	118.4	111.7	4.57	4.10	0.815
November	66.7	29.34	13.91	87.1	81.8	3.44	3.30	0.892
December	57.3	25.32	8.58	74.9	70.3	3.02	2.91	0.914
Year	1629.8	594.32	17.06	2083.1	1973.9	77.79	72.66	0.820

**Legends**

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



Loss diagram



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

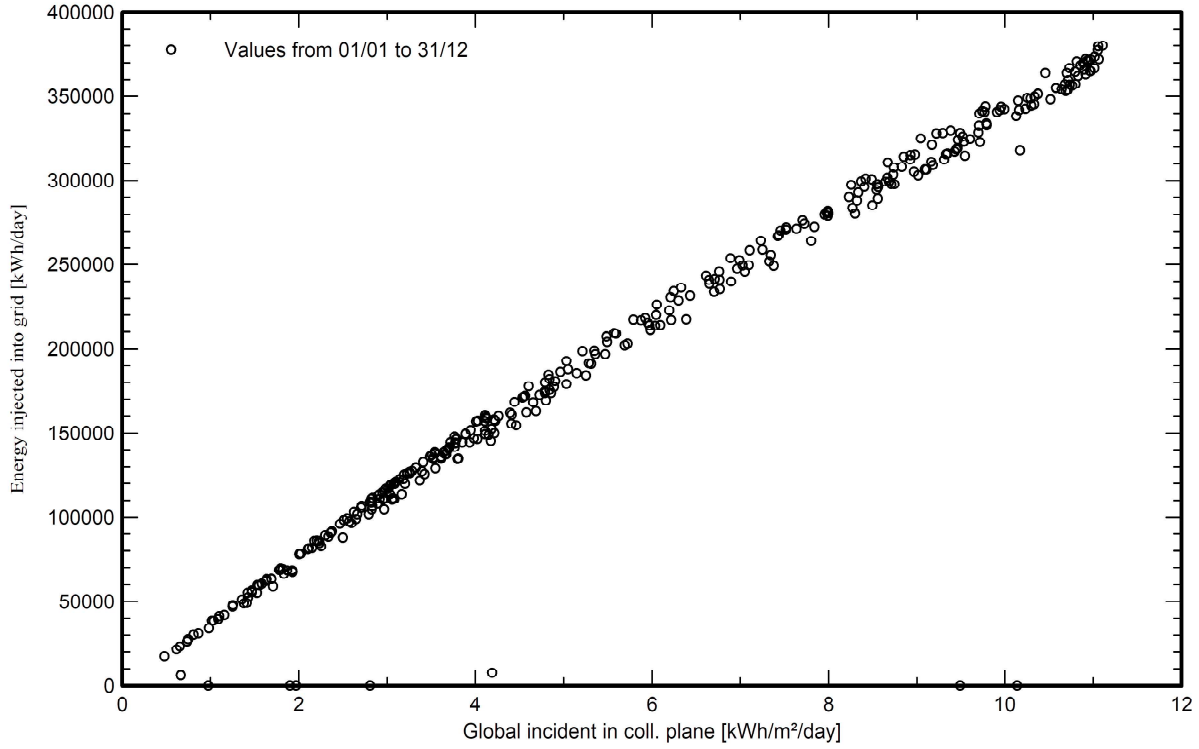
System unavailability

**Energy injected into grid**



Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

