



PROPONENTE:

HEPV10 S.R.L.
via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv10srl@legalmail.it

MANAGEMENT:

EHM.Solar

EHM.SOLAR S.R.L.
Via della Rena, 20 39100 Bolzano - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799
info@ehm.solar
c.fiscale, p.iva e R.I. 03033000211

NOME COMMESSA:

COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI NUOVO IMPIANTO AGROVOLTAICO CON NOMINALE PARI A 25.000 kW, POTENZA MODULI PARI A 23.351,90 kWp E SISTEMA DI ACCUMULO PARI A 4.400,00kW/8.250,00kWh CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA, SITO NEL COMUNE DI LECCE (LE) - IMPIANTO 90

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.19.0040

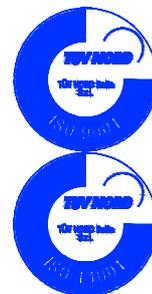
PROGETTAZIONE INGEGNERISTICA:

Heliopolis

Galleria Passarella, 1 20122 Milano - Italy
tel. +39 02 37905900
via Alto Adige, 160/A 38121 Trento - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799

www.heliopolis.eu
info@heliopolis.eu

c.fiscale, p.iva e R.I. Milano 08345510963



PROGETTISTA:

ORDINE DEGLI INGEGNERI
DELLA PROV. DI TRENTO
dott. ing. ALBERTO ALBUZZI
ISCRIZIONE ALBO N° 2435

COLLABORATORE: Girardi per.ind. Mirko

STUDI PEDO-AGRONOMICI

Dott. Agr. Matteo Sorrenti

STUDI FAUNISTICI

Dott. Nat. Maria Grazia Fraccalvieri

CONSULENZA LEGALE

STUDIO LEGALE PATRUNO
Via Argiro, 33 Bari
t.f. +39 080 8693336



AMBIENTE IDRAULICA STRUTTURE

Dott. Ing. Orazio Tricarico
Via della Resistenza, 48/B1 - 70125 Bari (BA)
t. +39 080 3219948
info@atechsrl.net www.atechsrl.net



STUDI ARCHEOLOGICI

Dott.ssa Paola Iacovazzo
via del Tratturello Tarantino n. 6 - 74123 Taranto (TA)



museion-archeologia@libero.it

RILIEVI TOPOGRAFICI E STUDI GEOLOGICI

GEOSECURE Geological & Geophysical Services
Via Tuscolana, 1003 - 00174 Roma (RM) SEDE LEGALE
Via Barcellona, 18 - 86021 Bojano (CB) SEDE OPERATIVA
t. +39 0874783120 info@geosecure.it

OGGETTO:

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA IMPIANTI

SCALA:

-

DATA:

MARZO 2022

NOME FILE:

BUBY814_RelazioneTecnicaImpianti.PDF

TAVOLA:

DIE.RE01

N. REV.	DATA	REVISIONE
0	03.2022	Emissione

ELABORATO

M.Girardi

VERIFICATO

responsabile commessa
A.Albuzzi

VALIDATO

direttore tecnico
N.Zuech

Costruzione ed esercizio di nuovo impianto agrovoltaico avente potenza di immissione massima pari a 25.000,00 kW, potenza nominale pari a 25.000,00kW, potenza moduli pari a 23.351,90kWp e sistema di accumulo pari a 4.400,00kW/8.250,00kWh con relativo collegamento alla rete elettrica

Impianto LECCE 90

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA IMPIANTI

MARZO 2022

Sommario

1	Oggetto del documento	4
1.1	Premessa	4
1.2	Qualità dei materiali impiegati	5
1.3	Committente, edificio, impianto	5
1.4	Tipo di intervento e limiti di competenza	5
1.5	Leggi di riferimento	5
1.6	Normative di riferimento	7
2	Sito di installazione	13
2.1	Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	13
2.2	Disponibilità della fonte solare	13
2.2.1	Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	13
2.3	Fattori morfologici e ambientali	15
2.3.1	Ombreggiamento	15
2.3.2	Albedo	15
3	Descrizione dell'intervento	16
3.1	Impianto/generatore AGROvoltaico	18
3.2	STAZIONE UTENTE	20
3.3	STAZIONE TERNA	21
3.4	Edificio/ambiente	23
3.5	Impianto	24
3.5.2	Impianto di terra	24
3.5.3	Illuminamento normale	25
3.5.4	Illuminamento in emergenza	25
3.6	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in MT	25
3.7	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in BT	25
3.8	Opere di compensazione	26
3.9	Generatore fotovoltaico	26
3.9.1	Caratteristiche del generatore fotovoltaico	26
3.9.2	Struttura di sostegno dei moduli	29
3.9.3	Architettura del Generatore Fotovoltaico	31

3.10	Pannelli fotovoltaici	32
3.11	Sistema di conversione della corrente continua in corrente alternata	33
4	PIANO DI DISMISSIONE	36
4.1	Fasi della dismissione	36
4.2	Riciclo e rifiuti.....	36
4.3	Pannelli FV.....	37
4.4	Strutture di sostegno	37
4.5	Impianto elettrico	37
4.6	Normativa sui rifiuti	38
4.7	Computo metrico indicativo dei lavori di smantellamento dell'impianto	40
5	ANALISI COSTI-BENEFICI.....	41
5.1	Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale.....	41
5.1.1	Ricadute in fase di realizzazione	44
5.1.2	Ricadute in fase di gestione	44
5.1.3	Conclusioni dell'analisi costi benefici.....	44
6	PROCEDURE DI CALCOLO	46
6.1	Criterio generale di progetto	46
6.2	Criterio di stima dell'energia prodotta	46
6.3	Criterio di verifica elettrica	47
6.4	Generatore CAMPO 1	48
6.4.1	Scheda tecnica	48
6.4.2	Verifiche elettriche MPPT 1	49
6.5	Generatore CAMPO 2	50
6.5.1	Scheda tecnica	50
6.5.2	Verifiche elettriche MPPT 1	51
6.6	Generatore CAMPO C3 3/4.....	52
6.6.1	Scheda tecnica	52
6.6.2	Verifiche elettriche MPPT 1	53
6.7	Generatore CAMPO C4 5	54
6.7.1	Scheda tecnica	54
6.7.2	Verifiche elettriche MPPT 1	55

6.8	Generatore CAMPO C4 6	56
6.8.1	Scheda tecnica	56
6.8.2	Verifiche elettriche MPPT 1	57

1 OGGETTO DEL DOCUMENTO

1.1 Premessa

Il Committente dell'impianto è HEPVIO S.r.l. con sede in via Alto Adige 160/A, 38121 Trento. La HEPVIO S.r.l. ha inteso promuovere l'uso delle tecnologie solari, con particolare riferimento alla produzione di energia elettrica con impianti solari fotovoltaici finalizzata alla produzione ed immissione sul mercato dell'energia prodotta.

La zona su cui ricade l'intervento di progetto è distinta in catasto terreni come Lecce, Fg. 49 p.lle 33-42, Fg. 58 p.lle 8-10-33-40-43-69-71-79, Fg. 59 p.lle 20-22-23-25, Fg. 71 p.lle 146-148-29, Fg. 88 p.lle 147-154-158-160-165-166-168-169 in area agricola, con nuova Stazione Utente 30/150kV collegata in antenna alla nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Lecce Nord - San Paolo" che insisterà sul terreno di cui al fg 5 p.la 29 in Surbo (LE).

La potenza massima in immissione è pari a 25 MW; 20,6MW generati dall'impianto agrovoltaico composto nella sua interezza da 42.458 moduli fotovoltaici, tenuti in posizione, con inclinazione e orientamento idonei, a mezzo di strutture in acciaio zincato del tipo tracker e 4,4MW immessi da sistema di accumulo stazionario da 8,25MWh.

Al termine della sua vita utile, l'impianto dovrà essere smesso e il soggetto esercente provvederà al ripristino dello stato dei luoghi, come disposto dall'art. 12 comma 4 del D. Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

L'intervento proposto:

- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti.
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio.

1.2 Qualità dei materiali impiegati

Tutti i componenti degli impianti devono essere marcati CE, devono essere di qualità comprovata e dotati di contrassegno CEI e/o marchio I.M.Q., ove applicabile o di equivalente contrassegno se di produzione estera.

1.3 Committente, edificio, impianto

- Committente HEPVIO
- Utente finale HEPVIO
- Utilizzo dell'edificio/impianto Parco fotovoltaico LECCE 90 25.000,00kW
STMG 201900270
- Ubicazione Terreni in Comune di Lecce
dell'edificio/impianto

1.4 Tipo di intervento e limiti di competenza

- Tipo di intervento: Redazione del progetto definitivo per impianto elettrico di produzione e connessione alla rete elettrica in AT
- Limiti di competenza a monte: SE TERNA di Surbo (LE)
- Limiti di competenza a valle: Apparecchiature di produzione
- Esclusioni -

1.5 Leggi di riferimento

Nella stesura del presente progetto si è fatto riferimento alla seguente legislazione cogente:

Lavori pubblici	
D.Lgs. 163 dd. 12.04.2006	Codice degli appalti pubblici di lavori, servizi e forniture.
D.P.R. 05.10.2010, n. 207	Regolamento di esecuzione ed attuazione D.Lgs. 163/2006.
L.P. 10.09.1993, n. 26	Norme in materia di lavori pubblici di interesse provinciale e per le trasparenze degli appalti.
D.P.P. 11.05.2012 n. 9 – 84/Leg.	Regolamento di attuazione della L.P. 10.09.1993, n. 26.
D.M. 19.04.2000, n. 145	Regolamento recante il capitolato generale di appalto dei lavori pubblici.

Lavori pubblici	
Prevenzione infortuni	
Legge 03/08/2007 n. 123	"Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega al Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia"
D.Leg.vo. 09/04/08 n. 81	"Attuazione dell'art. 1 della legge 03/08/07 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro." e ss. mm. ii.
Impianti elettrici	
R.D. n. 1775 del 11/12/1933	"Testo Unico di Leggi sulle Acque e Impianti Elettrici";
Legge 01/03/1968 n. 186	"Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici e elettronici";
Legge 18/10/1977 n. 791	"Attuazione della Direttiva CEE 72/23 relativa alle garanzie di sicurezza del materiale elettrico utilizzato entro limiti di tensione";
D.P.R. 18/04/1994 n. 392	"Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza."
D.Leg.vo 25/11/1996 n. 626	"Attuazione della Direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione";
D.Leg.vo 31/07/1997 n.277	"Modificazioni al D.Leg.vo 626/96, recante attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione."
D.M.Ind.Comm.Art. 06/08/1998	"Attuazione della direttiva della Commissione 97/53/CE dell'11 settembre 1997 per l'adeguamento al progresso tecnico della direttiva 79/196/CEE del consiglio riguardante il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative al materiale elettrico destinato ad essere utilizzato in atmosfera esplosiva, per il quale si applicano taluni metodi di protezione."
Legge 22/02/2001 n.36	"Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"

Lavori pubblici	
D.P.C.M. 08/07/2003	"Fissazione dei limiti di esposizione, valori di attenzione ed obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50Hz) generati dagli elettrodotti."
D.M. 29/05/2003	"Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto dagli elettrodotti."
Delibera AEEGSI n° 99/08	"Testo integrato delle Connessioni Attive (TICA)"
Varie	
D.lgs. del 30/04/1992 n°285	"Nuovo codice della strada e successive integrazioni e modifiche"
L. del 9/01/1991 n°9/10	"Piano energetico nazionale"
D.M. Infrastrutture e trasporti del 5/11/2001	"Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade"
D.M. Infrastrutture e trasporti del 19/04/2006	"Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali"
D.M. Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare 23/12/2013	"Criteri ambientali minimi per l'acquisto di lampade a scarica ad alta intensità e moduli led per illuminazione pubblica, per l'acquisto di apparecchi di illuminazione per illuminazione pubblica e per l'affidamento del servizio di progettazione di impianti di illuminazione pubblica - aggiornamento 2013"
Legge Regionale Sardegna del 20 giugno 1989, n. 43	"Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore"

1.6 Normative di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme tecniche di riferimento	
CEI 0-16	Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
CEI 99-2	"Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata"
CEI 11-17	"Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo"
CEI 11-25	"Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata"
CEI EN 60865-1 (CEI 11-26)	"Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti. Parte 1"
CEI 99-5	"Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a."
Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione (fino a 1000V in c.a. e a 1500V in c.c.)	
CEI 64-8/1	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali"
CEI 64-8/2	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 2: Definizioni"
CEI 64-8/3	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali"
CEI 64-8/4	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza"
CEI 64-8/5	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici"
CEI 64-8/6	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 6: Verifiche"

Norme tecniche di riferimento	
CEI 64-8/7	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari"
Protezione contro i fulmini	
CEI EN 62305-1 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali"
CEI EN 62305-2 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio"
CEI EN 62305-3 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
CEI EN 62305-4 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"
CEI 81-29 Febbraio 2014	"Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305"
CEI 81-30 Febbraio 2014	"Protezione contro i fulmini. Reti di localizzazione fulmini (LLS). Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng (Norma CEI EN 62305-2)"
Impianti elettrici	
Norma CEI 11-27	Lavori su impianti elettrici
Norma CEI 99-2	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
Norma CEI 99-3	Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
Norma CEI 11-4+Ec	Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne.
Norma CEI 11-17+Var.VI	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
Norma CEI 11-46	Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi - Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo - Criteri generali e di sicurezza

<i>Norme tecniche di riferimento</i>	
Norma CEI 11-47	Impianti tecnologici sotterranei - Criteri generali di posa".
Norma CEI EN 62271-100	Interruttori a corrente alternata ad alta tensione
Norma CEI EN 62271-102	Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione
Norma CEI EN 60898-1	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari
Norma CEI 20-22	Prove d'incendio sui cavi elettrici
Norma CEI 20-37	Prove sui gas emessi durante la combustione dei materiali prelevati dai cavi;
Norma CEI EN 61009-1	Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari
Norma CEI 33-2	Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi
Norma CEI 36-12	Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V
Norma CEI EN 60044-1+Var	A1/A2 Trasformatori di corrente
Norma CEI EN 60044-2	Trasformatori di tensione induttivi
Norma CEI EN 60044-5	Trasformatori di tensione capacitivi
Norma CEI 41-1	Relè elettrici a tutto o niente e di misura. Norme generali
Norma CEI 57-2	Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata
Norma CEI 57-3	Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate
CEI 106-11	Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche
CEI 103-6	Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto

<i>Norme tecniche di riferimento</i>	
Norma CEI 64-2	Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione
Norma CEI 64-8+Var.	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua
Norma CEI EN 60076-1	Trasformatori di potenza
Norma CEI EN 60137	Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1 kV
Norma CEI EN 60721-3-3+ Var. A2	Classificazioni delle condizioni ambientali
Norma CEI EN 60721-3-4+ Var. A1	Classificazioni delle condizioni ambientali
Norma CEI EN 60068-3-3	Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature
Norma CEI EN 60099-5+Var.A1	Scaricatori – Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione
Norma CEI EN 50110-1-2	Esercizio degli impianti elettrici
Norma UNI EN ISO 2178	Misurazione dello spessore del rivestimento
Norma CEI EN 60694+Var.A1/A2	Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione
Norma CEI EN 60947-7-2	Morsetti componibili per conduttori di protezione in rame
Norma CEI EN 60529+Var. A1	Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)
Norma CEI EN 60168	Prove di isolatori per interno ed esterno di ceramica e di vetro per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V
Norma CEI EN 60383-1+Var.A11	Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 1 Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata
Norma CEI EN 60383-2	Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 2 Catene di isolatori e equipaggiamenti completi per reti in corrente alternata
Norme CEI EN 61284 Linee aeree	Prescrizioni e prove per la morsetteria

<i>Norme tecniche di riferimento</i>	
Norme UNI EN 54	Componenti di sistemi di rilevazione automatica di incendio
Norme UNI 9795	Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio
Norma CEI EN 61000-6-2	Immunità per gli ambienti industriali
Norma CEI EN 61000-6-4	Emissione per gli ambienti industriali

Gli impianti di connessione sono progettati conformemente alle specifiche norme di UNIFICAZIONE NAZIONALE ENEL.

Per quanto non espressamente specificato nella relazione si precisa che i componenti che saranno installati rispetteranno quanto previsto dalla guida per le connessioni alla rete di e-distribuzione.

2 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto agrovoltaiico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

2.1 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è riportata di seguito.

HE 19.0040 – Impianto LECCE 90 - Codice di rintracciabilità 201900270 25.000,00kW

Potenza in immissione 25,0MW - Potenza moduli 23,3 MWp – Potenza accumulo 8,25MWp - Potenza nominale 25,00 MW

Di seguito il riassunto della produzione attesa e delle riduzioni di CO₂ e inquinanti:

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	8 095.74
TEP risparmiate in 20 anni	148 790.90

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	20 520 758.57	16 148.19	18 486.00	606.10
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	377 149 122.95	296 786.12	339 752.48	11 139.43

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

2.2 Disponibilità della fonte solare

2.2.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare e la stima di produzione di energia per il sito di installazione è verificata utilizzando il software "PVsyst V7.2.9", basato sulla banca dati meteo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

La tabella di seguito riporta i valori di irradiazione solare mensile, le temperature medie giornaliere mensili e la stima della produzione energetica. La radiazione solare è il flusso radiante della radiazione elettromagnetica emessa dal sole che colpisce una superficie per unità di area espressa in kWh/m².

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	63.8	27.91	9.72	87.5	82.3	1.882	1.790	0.876
February	77.8	35.69	10.70	102.3	97.1	2.198	2.095	0.877
March	98.7	50.08	12.14	122.6	116.9	2.605	2.482	0.867
April	172.5	63.36	15.17	226.0	217.8	4.708	4.492	0.851
May	188.7	68.38	17.72	242.1	233.4	4.970	4.744	0.839
June	222.4	73.55	22.60	292.7	283.1	5.878	5.616	0.822
July	232.7	67.82	25.88	311.0	300.9	6.146	5.874	0.809
August	218.1	54.83	27.27	294.6	285.5	5.802	5.544	0.806
September	159.0	51.33	23.96	215.6	208.0	4.370	4.179	0.830
October	106.7	42.59	17.77	144.1	137.8	3.012	2.877	0.855
November	66.9	32.61	15.21	89.7	84.4	1.889	1.799	0.859
December	63.2	25.99	10.94	88.1	82.7	1.887	1.797	0.874
Year	1670.5	594.14	17.46	2216.4	2129.9	45.346	43.290	0.836

Legends

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

Tabella 1: Irradiazione solare, temperature e stima energia prodotta

Il grafico sottostante analizza invece la stima produzione di energia elettrica dell'impianto per ogni mese espressa in [kWh/(kWp*giorno)].

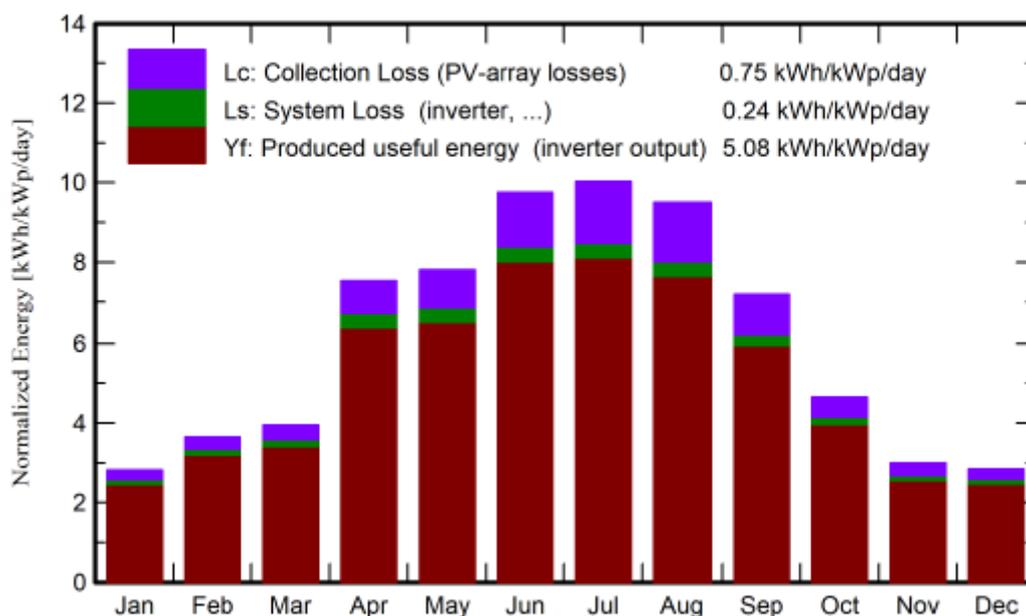
Normalized productions (per installed kWp)


Figura 2: Istogramma energia normalizzata prodotta e perdite durante anno solare per kWp installato

Infine, è riportato l'andamento mensile dell'indice di rendimento PR che definisce il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico.

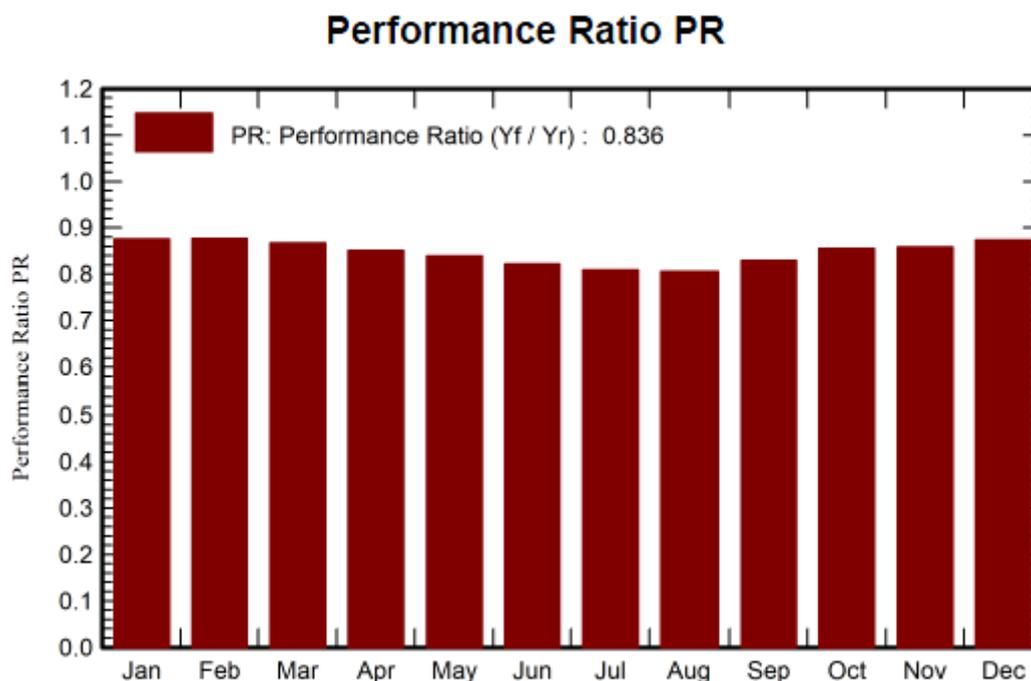


Figura 3: Indice di rendimento (Performance Ratio)

Tutti i risultati di calcolo del sono riassunti nell'elaborato "AnalisiRisorsaSolare" che riporta l'analisi della risorsa solare e stima di produzione energia.

2.3 Fattori morfologici e ambientali

2.3.1 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

2.3.2 Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477. L'albedo medio annuo è pari a 0,20.

3 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

L'intervento consiste in un impianto agrovoltaico, suddiviso in n. 4 campi composti da 6 sottocampi con sistema di accumulo.

La potenza installata del generatore fotovoltaico, pari 23.351,9 kWp, è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC) a cui deve essere sommata la potenza nominale del sistema di accumulo pari a 8.250,00kW. Considerazioni inerenti l'affidabilità e, di conseguenza, la producibilità dell'intero impianto hanno indotto alla scelta della conversione decentralizzata basata su più convertitori anziché uno solo. In questo modo l'eventuale guasto di un convertitore non coinvolgerà la produzione di tutto l'impianto ma solo quella del sub-campo corrispondente.

Lungo il lato Ovest dell'impianto è presente un breve tratto di linea MT transitante nell'area prescelta interferendo notevolmente con l'impianto. Per risolvere tale interferenza sarà necessario richiedere lo spostamento ad e-Distribuzione. Più nello specifico, il tracciato della linea MT sarà modificato sviluppandosi lungo il confine OVEST del CAMPO 2 dell'impianto in modo da non interferire con lo stesso.

La produzione di energia da fonte rinnovabile attesa è pari a 43.290 MWh/anno.

Per l'intervento di realizzazione dell'impianto agrovoltaico sono stati previsti le seguenti componenti principali:

moduli fotovoltaici su strutture portanti ad inseguimento EST/OVEST;

gruppi di conversione DC/AC;

trasformatori BT/MT;

impianti ausiliari quali illuminazione perimetrale, TVCC, supervisione;

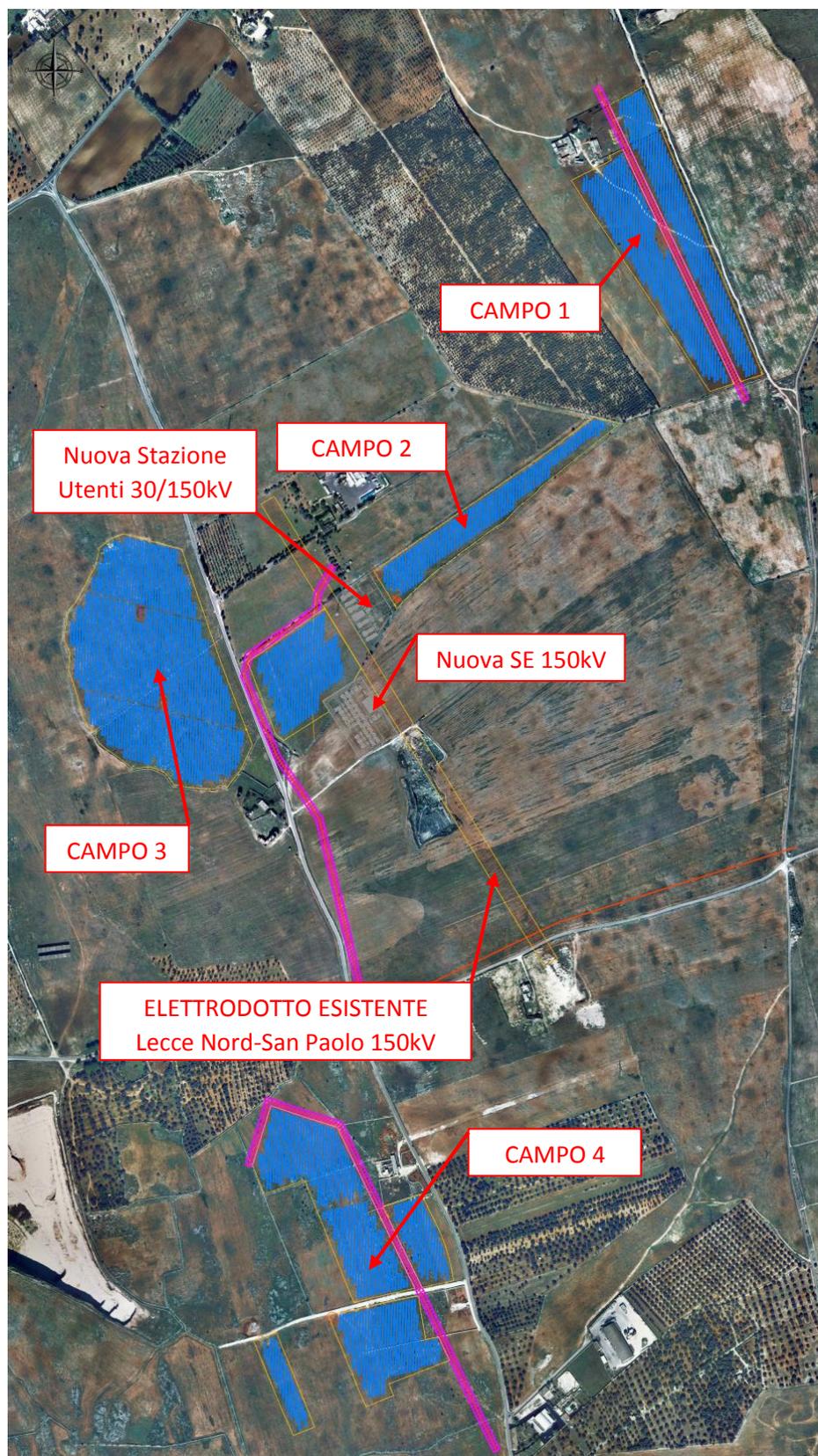
stazione elettrica MT/AT;

impianto di utenza per la connessione;

impianto di rete per la connessione, realizzazione nuova Stazione Elettrica da collegare in entra/esce alla linea 150kV "Lecce Nord – San Paolo".

Il collegamento alla stazione RTN permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico alla rete ad alta tensione. A tal fine, l'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruenda stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre comuni di condivisione dello stallo a 150kV. La sbarra comune sarà collegata alla stazione di Rete della RTN SE mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della sbarra comune e i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.

A seguire i layout di massima dell'intervento e per il dettaglio si rimanda agli elaborati progettuali allegati alla presente relazione.



Numero commessa HE.19.0040

Titolo commessa Costruzione ed esercizio impianto agrovoltico avente potenza di immissione massima pari a 25.000,00 kW, potenza nominale pari a 25.000,00kW, potenza moduli pari a 23.351,90kWp e sistema di accumulo pari 4.400,00kW/8.250,00kWh con relativo collegamento alla rete elettrica.

Stato avanzamento Progetto definitivo

Nome elaborato DIE.RE01_Relazione tecnico illustrativa impianti

La produzione di energia da fonte rinnovabile attesa è pari a 26.173,00 MWh/anno.

Per l'intervento sono stati previsti le seguenti componenti principali:

- Impianto fotovoltaico (generatore fotovoltaico, gruppo di conversione e sezione di consegna);
- Impianto di rete per la connessione (linee di connessione sino alla CP Cellino).

3.1 IMPIANTO/GENERATORE AGROVOLTAICO

L'impianto è di tipo ad inseguitori solari monoassiali e sarà connesso alla rete (grid connection) in modalità trifase in alta tensione (AT). Sarà costituito da moduli fotovoltaici montati su strutture di sostegno con Azimut variabile a 0.

Il campo fotovoltaico sarà circondato da una recinzione perimetrale lungo i confini di proprietà e lungo le fasce di rispetto delle servitù. La recinzione avrà un'altezza di 2 metri e sarà costituita da rete metallica a maglia sciolta su paletti infissi nel terreno, al fine di favorire la veicolazione della piccola fauna, opportunamente delimitata da schermo verde costituito da un doppio filare di vegetazione autoctona sul bordo esterno del campo fotovoltaico. L'accesso sarà consentito da cancelli carraio e all'interno dell'area impianto sarà presente una viabilità perimetrale costituita da strade sterrate di larghezza indicativa di 3 metri.

Di seguito sono riportati i principali elementi tecnici che si andranno ad installare e che sono analizzati più nello specifico nell'elaborato:

- a) Moduli fotovoltaici;
- b) Strutture di sostegno dei moduli (Tracker);
- c) Cavidotti interni in BT;
- d) Inverter;
- e) Cabine di Campo;
- f) Cabina di Smistamento e quadro MT;
- g) Cavidotti MT di collegamento;
- h) Cabina primaria utente (CP) e protezioni AT;
- f) Trasformatore AT/MT;
- i) Sistemi ausiliari;

L'impianto è stato suddiviso in 4 aree e complessivamente sarà costituito da:

42.458,00 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 550 Wp; le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori solari monoassiali "Tracker" da 52, 26 moduli e/o 13 moduli. I moduli fotovoltaici saranno installati in singola fila in configurazione portrait (verticale) rispetto all'asse di rotazione del tracker;

1.633 stringhe, ciascuna costituita da 26 moduli da 550 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.080 V; corrente di stringa 13,24 A.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe agli Sting Box di campo sono previsti conduttori in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia (tipo H1Z2Z2-K);

All'interno del Campo sono previsti conduttori a corda rotonda flessibile di alluminio (tipo ARE4R 0,6/1kV) per il collegamento tra STRING BOX e CdC con INVERTER.

6 Inverter DC/AC con potenza massima erogabile pari a 4200kVA con tensione massima AC pari a 600/630V e tensione massima in DC pari a 1500V.

6 Cabine di Campo (CdC) MT/BT che ospitano l'inverter centralizzato e in cui avviene l'innalzamento di tensione da 0,63 a 30 kV. In ciascuna CdC è installato un trasformatore in resina con potenza nominale di 4500/4000/3.150 kVA. Le CdC sono collegate fra loro e con la Cabina di Smistamento (CdS) in Stazione Utente.

I conduttori utilizzati per i collegamenti in media tensione a 30 kV tra le CdC e la CdS saranno utilizzati dei cavi con corda rotonda in alluminio del tipo ARG7HIR 18/30kV.

1 Cabina di smistamento, posizionata nella Stazione Utente. All'interno di essa, oltre alle celle di MT ed al trasformatore MT/BT per i sistemi ausiliari, vi alloggeranno anche l'UPS, il rack dati, la centrale di videosorveglianza, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il Q.G.B.T. Ausiliari. Il fabbricato costituente la stazione utente è costituito da un edificio quadri comando e controllo, composto da: un locale comando, controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Dal punto di vista costruttivo si rimanda agli elaborati grafici di progetto, mentre dal punto di vista elettrico la CdS consta essenzialmente di un Quadro MT, con sbarre 36 kV - 630 A - 16 kA x 1 sec, costituito dagli interruttori delle linee MT in arrivo dai 6 sottocampi MT, ed il DG con linea in partenza. Nello stesso quadro è contenuto un sezionatore MT di protezione del trasformatore ausiliari di cabina (trafo 50 kVA Dyn11). Al quadro MT della CdS si attesteranno 5 linee 30 kV in cavo provenienti dai 10 sottocampi ed una linea 30 kV di collegamento al trasformatore AT/MT. Il Quadro MT 36 kV di Cabina sarà di tipo blindato, equipaggiato con interruttori di manovra/sezionatori in SF₆, con interruttori automatici in gas SF₆ e composto dai seguenti scomparti:

n. 1 scomparto partenza cavi (1 terna) verso trasformatore AT/MT con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multifunzionale a microprocessore.

n. 5 scomparti arrivo cavi dal Parco Fotovoltaico (1 terna per scomparto) con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multifunzionale a microprocessore;

n. 1 scomparto per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Sarà previsto un sistema di distribuzione CA/CC costituito da:

n. 1 armadio dedicato con struttura auto-portante, fondo chiuso da piastre asportabili per ingresso cavi, accessibilità dal fronte completo di:

n. 1 sezione distribuzione CA 400/230 V o n. 1 sezione distribuzione CC 110 V CC o n. 1 raddrizzatore carica batterie;

n. 1 batterie di accumulatori al piombo tipo ermetico 110 V CC;

n. 1 contatore statico multifunzione, classe 0,5, ad uso UTF, completo di: morsettiera di prova, morsettiera di appoggio, certificazione di verifica / taratura fiscale UTF;

n. 1 trasformatore di distribuzione 30/0,4 kV, 50 kVA, isolamento in olio minerale.

3.2 STAZIONE UTENTE

La stazione elettrica di utenza (SU) sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto alla nuova SE di Terna a 150kV e sarà costituita dai seguenti elementi tecnici:

SEZIONE MT A 30kV

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede un sistema di sbarre, un montante arrivo linea da impianto fotovoltaico, un montante partenza trasformatore, un montante alimentazione trasformatore ausiliari ed un montante banco rifasamento.

SEZIONE AT A 150 kV

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione direttamente collegato con il sistema di sbarre comuni per la condivisione dello stallo. Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

La stazione può essere controllata da un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da: quadro MT, trasformatore MT/BT e quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri). I servizi ausiliari

in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore.

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, di potenza nominale 25 MVA (ONAN/ONAF), con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità.

Il collegamento alla stazione RTN permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, previo innalzamento della tensione a 150 kV, alle sbarre comuni di condivisione dello stallo a 150kV. La sbarra comune sarà collegata alla stazione di Rete della RTN SE mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della sbarra comune e i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.

L'impianto di terra deve essere costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) interrati ad una profondità di 0,70 m.

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

Il collegamento dell'impianto alla viabilità sarà garantito dalla strada vicinale limitrofa. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo m 6,00 ed un cancello pedonale, per ciascuno degli ingressi previsti, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale sarà conforme alla norma CEI 99-2.

3.3 STAZIONE TERNA

La nuova stazione di Surbo sarà ubicata nel comune di Surbo (LE), in prossimità della SP 236, ed interesserà un'area di circa 135 x 88 m, che verrà interamente recintata.

Per l'ingresso alla stazione, sarà previsto un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole, un cancello pedonale ed una breve strada di accesso di lunghezza ca 250 m e larghezza ca 6 m di raccordo alla strada provinciale su accesso esistente.

Saranno inoltre previsti, lungo la recinzione perimetrale della stazione, gli ingressi indipendenti dell'edificio per i punti di consegna delle alimentazioni MT dei servizi ausiliari nonché per il locale destinato ad ospitare le apparecchiature di telecomunicazione.

La nuova stazione RTN sarà composta da una sola sezione a 150 kV del tipo unificato TERNA con isolamento in aria. Sarà costituita da n° 2 sistemi a doppia sbarra, connessi tramite un congiuntore longitudinale, con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su ciascun lato, ciascuno di essi equipaggiato con 8 stalli linea e uno stallo per parallelo sbarre.

Ogni "montante linea" (o "stallo linea") sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure. I "montanti parallelo sbarre" saranno equipaggiati con sezionatori di sbarra verticali.

L'impianto di terra deve essere costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) interrati ad una profondità di 0,70 m.

Per quanto riguarda i fabbricati sono previsti:

- Un edificio integrato destinato ai quadri di comando e controllo dell'impianto ed ai servizi ausiliari, agli apparati di teleoperazione e ai vettori, agli uffici ed ai servizi per il personale di manutenzione. Esso ospiterà inoltre le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. Sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta 32x 13 m ed altezza fuori terra di 4,65 m.
- Un edificio magazzino a pianta rettangolare, con dimensioni di 16,00 x 11,00 m ed altezza fuori terra di 6,50 m, necessario affinché si possa tenere sempre a disposizione apparecchiature di scorta e attrezzature, anche di dimensioni notevoli, in buone condizioni. La costruzione sarà dello stesso tipo degli edifici Quadri e S.A.
- Un edificio consegna MT prefabbricato per ospitare i quadri contenenti i dispositivi generali, i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. È prevista una cabina di consegna MT conforme allo standard ENEL 2092 ed una cabina MT dotata di locale quadri e locale TLC. Le dimensioni delle due cabine sono: Cabina di consegna: 6,70 x 2,50 m - h 2,70 m, Cabina MT e TLC: 5,00 x 2,50 m - h 3,20 m.

3.4 EDIFICIO/AMBIENTE

3.4.1.1 Caratteristiche costruttive interessanti ai fini della realizzazione dell'impianto

- Informazioni generali: Non sono presenti;

3.4.1.2 Classificazione degli ambienti

- Luoghi conduttori ristretti: Non sono presenti;
- Locali contenenti bagni o docce: Non sono presenti;
- Locali adibiti ad uso medico: Non sono presenti;
- Locali a maggior rischio in caso di incendio: Non sono presenti;
- Luoghi con pericolo di esplosione: Non sono presenti;

3.4.1.3 Influenze esterne

- Temperatura Min./Max all'interno dell'edificio: -5°C/+40°C
- Temperatura Min./Max. all'aperto: -5°C/+40°C
- Condensa: No
- Corpi solidi estranei: Non presenti
- Polvere: Presente in quantità modesta
- Liquidi: Esposizione alle precipitazioni atmosferiche per tutti gli impianti esterni;
- Sostanze corrosive: Non presenti
- Muffe: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Insetti: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Vibrazioni o altre sollecitazioni meccaniche: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Correnti continue vaganti: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Caratteristiche del terreno: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Carico di neve: Secondo normativa vigente

3.5 IMPIANTO

3.5.1.1 Alimentazioni elettriche

- Alimentazione da rete in MT Per la parte degli ausiliari della Stazione Elettrica
- Alimentazione da rete in AT Stazione Elettrica
- Tipo di collegamento a terra (TT, TN-C, TN-S, IT) IT
- Corrente di cc al punto di consegna: 17 kA
- Corrente di guasto a terra nel punto di consegna: 15 kA (valore presunto)
- Distribuzione impianto: 3F - 30 kV
- Potenza disponibile Parco fotovoltaico LECCE 90 - 25.000,00kW

- Alimentazione da pannelli fotovoltaici Si
- Alimentazione da G.E. No
- Alimentazione di continuità (UPS) No
- Altra alimentazione di sicurezza No

3.5.1.2 Massime cadute di tensione nelle condutture

- Stringhe C.C. 1%
- Inverter + trafo 1%
- Distribuzione BT 1%
- Distribuzione MT 1%
- Motori all'avviamento 12%
- Illuminazione 4%
- Prese a spina 4%

3.5.2 Impianto di terra

Sarà realizzato un unico impianto di terra utilizzando le fondazioni delle strutture di supporto del generatore collegandole assieme tramite anello di terra realizzato con bandella/tondino in acciaio zincato con sezione minima 78mm².

3.5.3 Illuminamento normale

- Locali tecnici 200 lx

3.5.4 Illuminamento in emergenza

- Locali tecnici 5 lx sulle vie di fuga

3.6 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in MT

In accordo con la Norma CEI 99-2 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

Per quanto riguarda invece i contatti indiretti, devono essere protette tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi in tensione (masse).

3.7 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in BT

In accordo con la Norma CEI 64-8 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

In accordo con la Norma CEI 64-8 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

Per quanto riguarda invece i contatti indiretti devono essere protette tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi in tensione (masse).

Si utilizza l'interruzione automatica dell'alimentazione. Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e l'impedenza dei circuiti, sistema TN-S, devono essere tali che venga soddisfatta la seguente condizione:

$$Z_S \cdot I_A \leq 50 \text{ V}$$

dove:

- Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente, in Ohm;

- I_A è la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione, in Ampere.

3.8 OPERE DI COMPENSAZIONE

Per le opere di compensazione si rimanda agli elaborati del SIA (Studio Impatto Ambientale).

3.9 GENERATORE FOTOVOLTAICO

È costituito da:

- moduli fotovoltaici connessi in serie per la formazione delle stringhe;
- sistema di accumulo;
- quadri elettrici per il parallelo delle stringhe (string box);
- cavi elettrici per il collegamento tra moduli e tra questi e i quadri elettrici;
- strutture di supporto dei moduli;

3.9.1 Caratteristiche del generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico ha potenza nominale ai sensi della norma CEI 0-16 pari a 25.000,00 kW, mentre la potenza dei moduli è pari a 23.351,90 kWp e la potenza del sistema di accumulo sarà pari a 8.250,00kWp.

Le linee elettriche di potenza in corrente continua hanno origine dai moduli fotovoltaici presenti sul sito oggetto dell'intervento; ciascun modulo sarà composto da n. 144 celle al silicio policristallino, collegate in serie tra loro e con caratteristiche elettriche e di efficienza tra le migliori attualmente disponibili in commercio, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto.

I moduli fotovoltaici sono rispondenti alle norme IEC 61215 ed. 2 e sono accompagnati da un data-sheet che riporta le principali caratteristiche del modulo stesso (I_{sc} , V_{oc} , I_m , P_m , ecc.); i moduli saranno collegati in serie in modo da realizzare le stringhe che presentano delle caratteristiche elettriche compatibili con il sistema di conversione.

La disposizione delle stringhe in ogni campo fotovoltaico è stata progettata in modo da facilitare i collegamenti e le future ispezioni.

Ciascun modulo è dotato di:

- diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle;
- cassetta di terminazione con un livello di protezione adeguato all'installazione da esterno;
- cornice, in alluminio anodizzato, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituirà una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua.

Inoltre, il decadimento delle prestazioni dei moduli sarà non superiore al 3% della potenza nominale nel primo anno, all'8% nell'arco dei primi 10 anni e non superiore al 17% nell'arco di 25 anni.

Il numero di serie e il costruttore del modulo stesso saranno apposti in modo indelebile.

Il sistema di conversione cc/ca costituirà l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete in corrente alternata.

Le cabine di campo saranno n° 6 in totale; ciascuna cabina ospiterà n. 1 trasformatore MT/BT con potenza apparente nominale 4500/4000/3150 kVA, per elevare la tensione dell'energia elettrica prodotta a 30 kV. LA cabina sarà opportunamente ventilata al fine di smaltire velocemente il calore prodotto.

L'impianto di generazione sarà dotato di idonei apparecchi di connessione e protezione e regolazione, rispondenti alle norme tecniche ed antinfortunistiche; il soggetto responsabile si impegna, altresì, a mantenerli in efficienza.

La connessione alla rete di distribuzione avverrà in MT secondo le prescrizioni tecniche del Gestore di Rete.

Tutti i componenti delle apparecchiature di misura, inclusi i cablaggi e le morsettiere, saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiranno da manomissioni o alterazione dei dati di misura; il soggetto responsabile si impegnerà, altresì, a non alterare le caratteristiche di targa delle apparecchiature di misura e a non modificare i dati di misura registrati dalle medesime.

La sezione dei cavi utilizzati varierà a seconda delle distanze relative tra i moduli e le scatole di giunzione, tra queste e gli inverter, tra inverter e trasformatori, tra sezione di conversione e quella di misura e consegna. Ad ogni loro estremità i cavi saranno contrassegnati mediante fascetta identificativa numerata. I colori dei conduttori saranno quelli normalizzati UNI.

Ai fini della messa in opera dell'impianto fotovoltaico sono stati considerati, per tutti i circuiti della porzione di impianto in BT, cavi solari H1Z2Z2-K e del tipo ARG7, direttamente interrati.

Le sezioni dei conduttori impiegati sono tali da non causare una perdita di trasporto superiore al 2% della potenza totale in immissione.

Per quanto riguarda le vie cavo (di comando/segnalazione e di trasporto dell'energia prodotta), sono essenzialmente di due tipi: aeree ancorate alle strutture di sostegno, ed interrate.

Le vie cavo aeree seguiranno percorsi prestabiliti lungo le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici onde collegare gli stessi in serie per formare le stringhe, e per collegare le stringhe così ottenute ai quadri di stringa. Analoga tipologia di percorso seguiranno i cavi per il collegamento dei quadri di stringa con gli inverter, salvo che per brevi tratti interrati verso il locale di conversione, così come mostrato nella planimetria allegata.

Per quanto riguarda le vie cavo interrate, esse seguiranno percorsi disposti lungo o ai margini della viabilità interna all'impianto, generalmente in terreno vegetale. Le vie cavo saranno realizzate in un'unica trincea della profondità di circa 0,80 m, facendo attenzione

alle interferenze con quelli esistenti. I cavi di potenza in media tensione (30 kV) sono posati su letto di sabbia vagliata a circa 80 cm di profondità. Il ricoprimento della trincea sarà effettuato con materiale misto granulometrico e posa di tegolino di protezione e nastro segnalatore.

Il fissaggio dei moduli fotovoltaici alla struttura di sostegno sarà eseguito utilizzando il telaio di alluminio di cui sono provvisti i moduli stessi.

I quadri di protezione, misura, parallelo e consegna sono messi a terra mediante conduttore equipotenziale in rame con guaina giallo-verde. La sezione del cavo di protezione rispetterà la normativa CEI 64-8.

Per la stima di producibilità dell'impianto, è stato calcolato che è pari a 43.290,00 MWh/annui. Per i dettagli si rimanda alla "Analisi della risorsa solare e stima di produzione energia" allegata al progetto.

3.9.2 Struttura di sostegno dei moduli

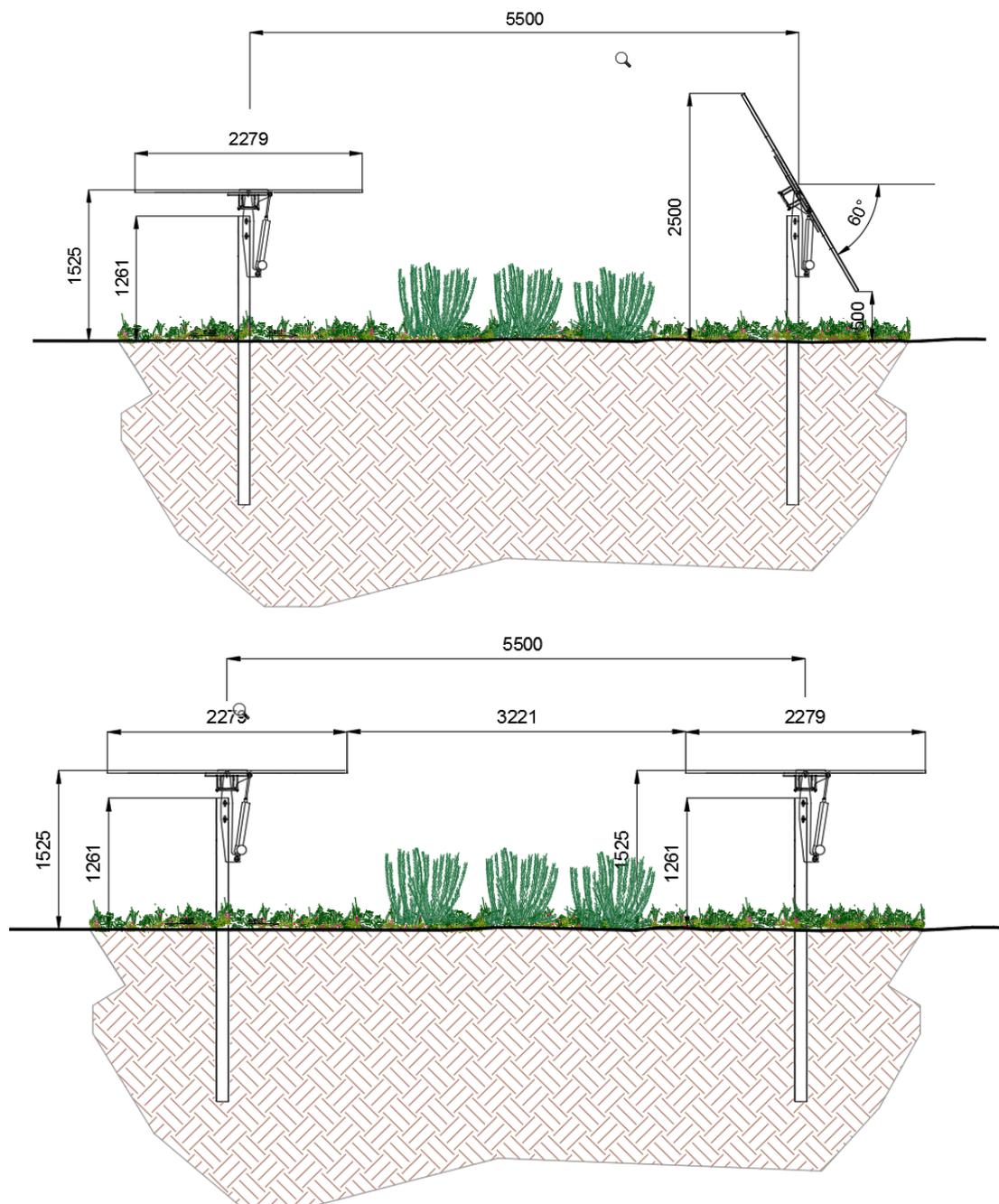


Figura 4: sezioni trasversali delle strutture di sostegno

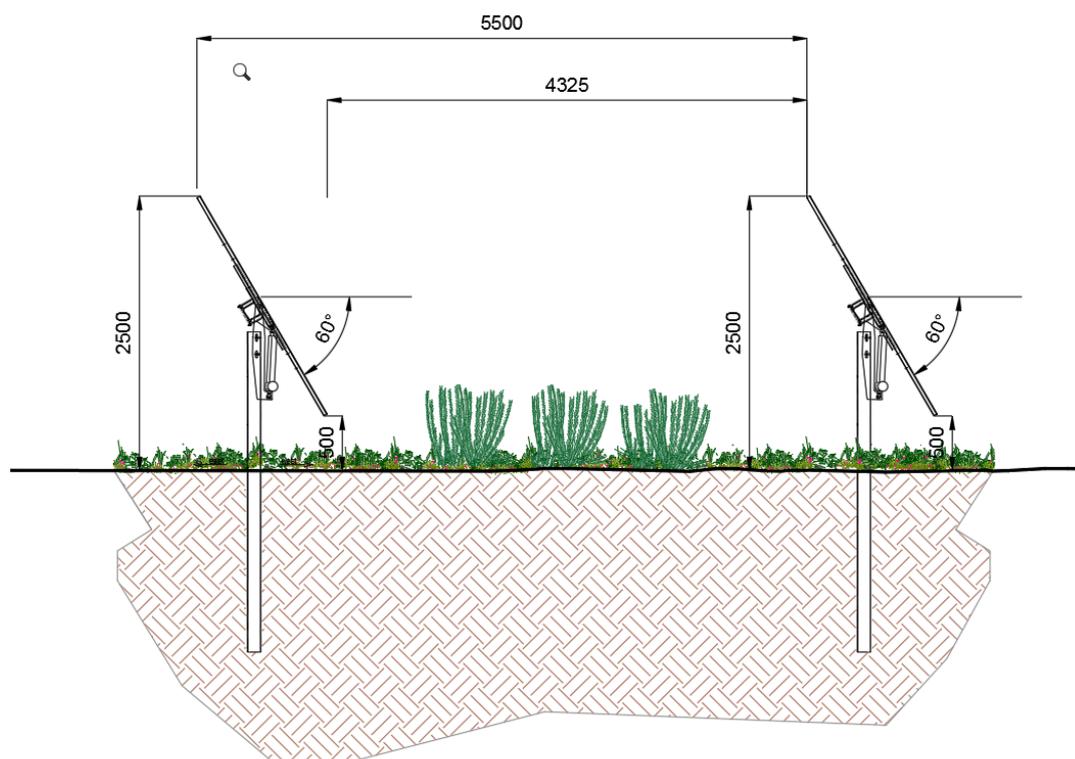


Figura 5: sezioni trasversale delle strutture di sostegno

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato posando i pannelli su strutture di sostegno ancorate al suolo e appositamente realizzate. La configurazione del generatore fotovoltaico sarà a file parallele, installate in direzione nord-sud, su delle strutture mobili che permetteranno ai moduli fotovoltaici di ruotare durante il giorno, in modo da mantenere sempre la perpendicolarità al sole incidente. La distanza tra le file è pari a circa 5,5 m; distanza tra file e l'angolo di tilt sono stati scelti al fine di incrementare la produttività dell'impianto e limitare i fenomeni di ombreggiamento tra le file.

Definiti i confini fisici dell'area la soluzione individuata coniuga la necessità di massimizzare la produzione (ottimizzando l'angolo di tilt e l'orientamento del generatore) con quella di massimizzare la potenza installata, al fine di garantire la massima redditività dell'investimento, contenendo al contempo i costi di installazione e futura manutenzione, puntando su soluzioni semplici e collaudate.

Sempre nell'ottica di massimizzare la produzione di energia, le file di moduli saranno disposte in direzione nord-sud.

Le strutture destinate all'installazione dei pannelli fotovoltaici saranno interamente rimovibili; si tratterà infatti di sistemi in acciaio e alluminio, con piantoni infissi nel terreno tramite macchine battipalo.

Le strutture saranno progettate per ospitare 1 fila di moduli per contenere l'altezza complessiva dell'installazione. Tale altezza è circa 2,5 m sulla base dei calcoli preliminari effettuati.

Questa configurazione è determinata anche da considerazioni relative allo studio delle ombre, infatti in tal modo si eliminano gli ombreggiamenti sui moduli della fila più alta sui moduli della fila più bassa, aumentando la resa complessiva; inoltre le stringhe saranno per lo più cablate in senso orizzontale (salvo quelle costituite dai moduli nelle parti terminali delle strutture), al fine di avere in ogni istante il medesimo irraggiamento su ogni stringa, massimizzando ulteriormente la produzione.

La distanza tra le file è infine determinata ipotizzando di accettare un ombreggiamento tra le file quando l'elevazione del sole è inferiore a 21°.

Dall'analisi della carta del sole relativa alla latitudine in esame si evince chiaramente che in tali condizioni la mancata produzione è minima.

Sulla base di questi dati di base è stata calcolata la produzione dell'impianto e i vantaggi economici che ne derivano, riportata in un distinto elaborato.

3.9.3 Architettura del Generatore Fotovoltaico

Il progetto prevede la realizzazione di 4 campi costituiti da 6 sotto-campi. Il campo 1 e il campo 2 sono gestiti da due inverter mentre il campo 3 e il campo 4 sono composti da ulteriori due sotto-campi. Le cabine di campo e di sotto-campo saranno collegate con la CdS tramite linee MT interrate.

L'architettura generale è riepilogata nella seguente tabella:

HE19.0040-LECCE 90 201900270 25.0MW - 23.3MW MODULI FV - 8.25MW BESS							
CAMPI	INVERTER	TRACKER	STRINGHE	STRING BOX	POTENZA IMMESSA	POTENZA INSTALLATA	RAPPORTO DC/AC
CAMPO 1	INVERTER 1	123 TRACKER 52 MODULI 64 TRACKER 26 MODULI 54 TRACKER 13 MODULI	337	10 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4200kW	4819.1kW	1.147405
CAMPO 2	INVERTER 2	96 TRACKER 52 MODULI 50 TRACKER 26 MODULI 26 TRACKER 13 MODULI	255	8 STRING BOX 32 IN	2800kW	3646.5kW	1.302321
CAMPO 3	INVERTER 3	252 TRACKER 52 MODULI 72 TRACKER 26 MODULI 40 TRACKER 13 MODULI	298	9 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4000kW	4261.4kW	1.065350
	INVERTER 4		298	9 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4000kW	4261.4kW	1.065350
CAMPO 4	INVERTER 5	175 TRACKER 52 MODULI 64 TRACKER 26 MODULI 62 TRACKER 13 MODULI	223	7 STRING BOX 32 IN	2800kW	3188.9kW	1.138893
	INVERTER 6		222	7 STRING BOX 32 IN	2800kW	3174.6kW	1.133786
TOTALI FV		646 TRACKER 52 MODULI 250 TRACKER 26 MODULI 182 TRACKER 13 MODULI	1633	50 STRING BOX 32 IN 3 STRING BOX 16 IN	20600kW	23351.9kW	1.133587
BESS	INVERTER 7				4400kW	8250.0kW	
TOTALI					25000kW		

Esso costituisce, essenzialmente, un esempio di generazione centralizzata, destinata ad operare in collegamento alla rete elettrica in alta tensione (III categoria) in corrente alternata di tipo trifase.

3.10 PANNELLI FOTOVOLTAICI

Per la scelta del pannello fotovoltaico, in fase di progettazione, si è fatto riferimento alle migliori caratteristiche in termini di efficienza delle celle fotovoltaiche; sono stati individuati moduli ad alta potenza, dimensioni standard, che uniscono alla caratteristica della migliore tecnologia disponibile, la facilità di reperibilità sul mercato un costo accessibile.

I moduli individuati sono:

Marca	PHONO SOLAR
Modello	PS550M6-24/TH
Tipo materiale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	550.0 W
Im [A]	13.24
Isc [A]	13.82
Efficienza [%]	21.28
Vm [V]	41.55
Voc [V]	49.59

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.2800
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.050
NOCT [°C]	45.0
Vmax [V]	1 500.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2 279.00
Larghezza [mm]	1 134.00
Superficie [m ²]	2.584
Spessore [mm]	35.00
Peso [kg]	29.00
Numero celle	144

I moduli dovranno essere approvati e verificati da laboratori di accreditamento (laboratori accreditati EA, European Accreditation Agreement, o che abbiano stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento), per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

3.11 SISTEMA DI CONVERSIONE DELLA CORRENTE CONTINUA IN CORRENTE ALTERNATA

La scelta degli Inverter per sistemi Fotovoltaici è avvenuta in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra pannelli ed il dispositivo di conversione della c.c. in c.a. Tali componenti rappresentano infatti il cuore di un generatore fotovoltaico.

Le esigenze da soddisfare al fine di realizzare un impianto a regola d'arte sono:

- Adeguata suddivisione dei pannelli FV in stringhe ed in campi fotovoltaici al fine di garantire una equilibrata ripartizione su più inverter;
- Dimensionamento delle singole stringhe e dei campi FV in modo da garantire il funzionamento sempre all'interno del range di MPPT dell'inverter.
- Ottenere un sufficiente equilibrio tra i vari campi fotovoltaici;
- Raggiungere un sufficiente grado di sfruttamento delle potenzialità dell'inverter.

In ragione delle considerazioni e scelte sopra descritte, la scelta progettuale è stata indirizzata verso inverter di stringa, al fine di ridurre le perdite.

Gli inverter avranno le seguenti caratteristiche:

DATI GENERALI

Marca	SMA
Modello	Sunny Central 4200 UP
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	891.00	1 325.00	1 500.00	4 750.00

Max pot. FV [W] 5 460 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	4 200
Tensione nominale [V]	630
Rendimento max [%]	98.70

Distorsione corrente [%]	0.1
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60

DATI GENERALI

Marca	SMA
Modello	Sunny Central 2800 UP
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMpvt min [V]	VMpvt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	891.00	1 325.00	1 500.00	4 800.00

Max pot. FV [W] 3 600 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	2 800 000
Tensione nominale [V]	630
Rendimento max [%]	98.70
Distorsione corrente [%]	0.1
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60

DATI GENERALI

Marca	SMA
Modello	Sunny Central 4000 UP
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	849.00	1 325.00	1 500.00	4 750.00

Max pot. FV [W] 5 200 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	4 000 000
Tensione nominale [V]	600
Rendimento max [%]	98.70
Distorsione corrente [%]	0.1
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60

La composizione dei campi fotovoltaici è stata progettata al fine di garantire nelle varie condizioni di funzionamento, una tensione del sistema c.c. perfettamente all'interno del range del MPPT degli inverter.

Per maggiori dettagli su tali aspetti si rimanda alla relazione di calcolo riportante il dimensionamento.

4 PIANO DI DISMISSIONE

4.1 Fasi della dismissione

L'impianto fotovoltaico sarà dismesso quando cesserà di funzionare, dopo almeno 25-30 anni dalla data di entrata in esercizio, seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Si precisa che l'impianto di rete per la connessione rimarrà di proprietà di e-distribuzione che ne deciderà la gestione.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici;
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
- Smontaggio sistema di illuminazione, se presente;
- Rimozione parti elettriche dai fabbricati per alloggiamento inverter;
- Smontaggio struttura metallica;
- Rimozione dei basamenti di fissaggio al suolo delle cabine;
- Rimozione parti elettriche dalla cabina di trasformazione;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto fotovoltaico sono di circa 31 giorni lavorativi.

La dismissione di un impianto fotovoltaico è un'operazione ancora non entrata in uso comune, data la capacità dell'impianto fotovoltaico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venticinque trent'anni, ed essendo tali tecnologie piuttosto recenti.

4.2 Riciclo e rifiuti

Ogni singola parte dell'impianto FV avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione;

- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici quali viti di ancoraggio in acciaio, profili di alluminio; recinzione in fili zincati; porte/finestre di aerazione della cabina elettrica;
- Cavi elettrici;
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici;
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità interna.

4.3 Pannelli FV

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, qualora non fosse possibile rivenderli, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a idonea piattaforma predisposta dal costruttore dei moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

4.4 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, sia per la parte aerea che per quella vincolata al suolo.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio, il tutto a norma di legge.

4.5 Impianto elettrico

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimossi, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici fuori terra e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

4.6 Normativa sui rifiuti

Il D.lgs. 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi. Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre.

L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs. 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

In base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto fotovoltaico rientrano tra quelli speciali:

- rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo;
- i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti;

Per quanto riguarda la classificazione secondo la pericolosità, secondo il D.lgs. 152/06 (art. 184, comma 5), sono rifiuti pericolosi quelli contrassegnati da apposito asterisco nell'elenco CER2002.

In tale elenco alcune tipologie di rifiuti sono classificate come pericolose o non pericolose fin dall'origine, mentre per altre la pericolosità dipende dalla concentrazione di sostanze pericolose e/o metalli pesanti presenti nel rifiuto.

Per "sostanza pericolosa" si intende qualsiasi sostanza classificata come pericolosa ai sensi della direttiva 67/548/CEE e successive modifiche: questa classificazione è soggetta ad aggiornamenti, in quanto la ricerca e le conoscenze in questo campo sono in continua evoluzione.

I "metalli pesanti" sono: antimonio, arsenico, cadmio, cromo (VI), rame, piombo, mercurio, nichel, selenio, tellurio, tallio e stagno. Essi possono essere presenti sia puri che, combinati con altri elementi, in composti chimici.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto fotovoltaico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione
20 01 36	apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)

Codice CER	Descrizione
17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaico)
17 04 11	Cavi
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili.

Lo Stato italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 151 del 2005.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti).

I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo, quali il vetro (che ingiallisce), i fogli di EVA (acetato di vinile) e il Tedlar (film di polivinilcloruro). Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato.

Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico

(nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

4.7 Computo metrico indicativo dei lavori di smantellamento dell'impianto

Oggetto	Lavori di Smantellamento e Ripristino dei luoghi per ciascun MW
Moduli	Non è previsto lo smaltimento in discarica dei moduli. I moduli sono soggetti alla rimozione dalle strutture ed al trasporto alla ditta produttrice, rientrando in un programma di ritiro e riciclaggio dei moduli al termine della vita dell'impianto.
Strutture	<p>Le strutture di fondazione delle cabine di trasformazione sono in calcestruzzo armato, pertanto va demolito la piastra di fondazione, rimosso e il materiale riveniente portato a discarica autorizzata. La parte ferrosa (armatura) è vendibile a ditte interessate nel loro riciclaggio, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.</p> <p>Le strutture sono composte in massima parte in acciaio zincato. Dato il valore residuo di tali materiali, le strutture verranno vendute a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.</p>
Cavi	I cavi sono composti in alluminio. È prevista la vendita degli stessi a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.
Trasformatore	Il trasformatore è composto in massima parte da materiali pesanti. Dato il valore residuo di tali materiali, è prevista la vendita delle strutture a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali.
Cabine	I locali tecnici potranno essere demoliti con trasporto a discarica autorizzata dei materiali derivanti dalla demolizione, ove non tali locali non siano più utili a successivi utilizzi del terreno, con limitato dispendio.

5 ANALISI COSTI-BENEFICI

L'analisi costi benefici non può prescindere dalla valutazione della resa energetica, e quindi della produzione dell'impianto, che per la sua peculiare caratteristica di produzione energetica da fonte rinnovabile costituisce di per sé un vantaggio sotto molteplici aspetti:

1. si produce energia da fonte rinnovabile;
2. la stessa quantità di energia potrebbe essere decurtata dalla produzione di energia da fonti convenzionali;
3. non si consumano risorse fossili, che, secondo le previsioni attuali, sono in via di esaurimento;
4. si evitano emissioni dannose in atmosfera;
5. si costruisce e si consolida la nascita dell'industria fotovoltaica con il relativo indotto e le ricadute sociooccupazionali;
6. si contribuisce al rispetto degli impegni presi in virtù' del protocollo di Kyoto.

5.1 Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, oltre a generare gli indubbi vantaggi sull'ambiente legati alla riduzione delle emissioni in atmosfera come indicato al precedente paragrafo, permette di avere ricadute locali molto interessanti sia in fase di realizzazione che di gestione dello stesso.

Oggi più che mai conviene investire in progetti grid parity o market parity, in quanto esso rappresenta l'unico modo possibile per poter offrire prezzi dell'energia che siano più bassi rispetto alla produzione da fonti energetiche fossili. Per sviluppare progetti in grid/market parity, quindi senza l'utilizzo di incentivi statali, è importante puntare su impianti solari di grosse dimensioni che possano garantire bassi costi energetici, competitivi con le altre forme di energia rinnovabile e non.

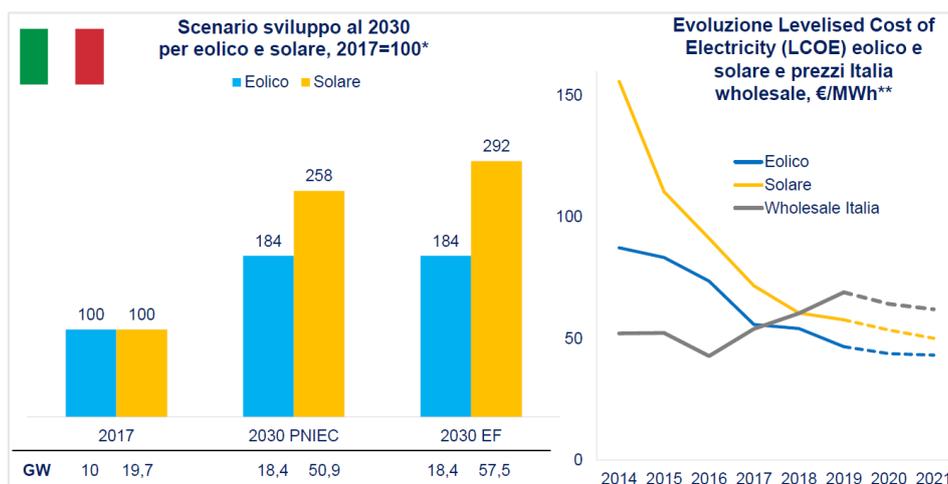


Figura 1: A sinistra le previsioni di sviluppo di eolico e fotovoltaico al 2030 nell'ipotesi di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC; a destra l'evoluzione passata e la previsione futura dei costi dell'energia elettrica, in base alla fonte energetica utilizzata (fonte dei

grafici: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)

Il sito prescelto presenta caratteristiche ottimali per l'installazione di un grande parco fotovoltaico, tra cui:

- proprietà geomorfologiche che rendono il sito perfetto per la disposizione dei moduli, garantendo rendimenti altissimi;
- abbondanza della risorsa solare, il che rende non solo il sito proposto ma l'intera Puglia una delle zone più produttive d'Italia;
- presenza di reti elettrica e viaria ramificate che semplificano il trasporto e l'immissione in rete di una grande mole di energia.

L'utilizzo di grandi aree lontane dai centri abitati per la produzione di energia elettrica non solo non genera inquinamento, ma crea meno disturbo ai vicini centri abitati, rispetto ad altre modalità di produzione di energia elettrica.

L'area di interesse è un'area improduttiva ed inutilizzata dal punto di vista agricolo, pertanto l'intervento permetterà, inoltre, di ristabilire la redditività di tale area.

Per la realizzazione delle opere necessarie all'impianto (esecuzione delle strade sterrate interne, realizzazione delle platee di fondazione gettate in opera, montaggio delle cabine, installazione dei tracker e collegamenti elettrici) verranno impiegate risorse locali per i movimenti di terra, la fornitura di materiale, la costruzione dei manufatti e l'installazione delle opere.

Successivamente, nel periodo di esercizio dell'impianto, verranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e la supervisione dell'impianto.

Alcune figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione e supervisione tecnica, mentre altre figure verranno impiegate occasionalmente per le manutenzioni ordinarie e straordinarie dell'impianto.

Le tipologie di figure professionali richieste durante la fase di esercizio sono:

- tecnici della supervisione dell'impianto e personale di sorveglianza;
- elettricisti;
- operai edili e artigiani;
- operai agricoli o giardinieri per la manutenzione del verde di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, manutenzione delle piante lungo la recinzione).

Pertanto, l'impianto in fase di esercizio offrirà lavoro in ambito locale a personale:

- non specializzato, per le necessità connesse alla guardiania, alla manutenzione ordinaria per il taglio controllato della vegetazione, alla pulizia dei pannelli;

- qualificato, per la verifica dell'efficienza delle connessioni lungo la rete di cablaggio elettrico;
- specializzato, per il controllo e la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche di trasformazione dell'energia elettrica.

Si riportano alcuni grafici e dati divulgati da "Elettricità Futura" nel suo rapporto sulle "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" del 26 maggio 2019.

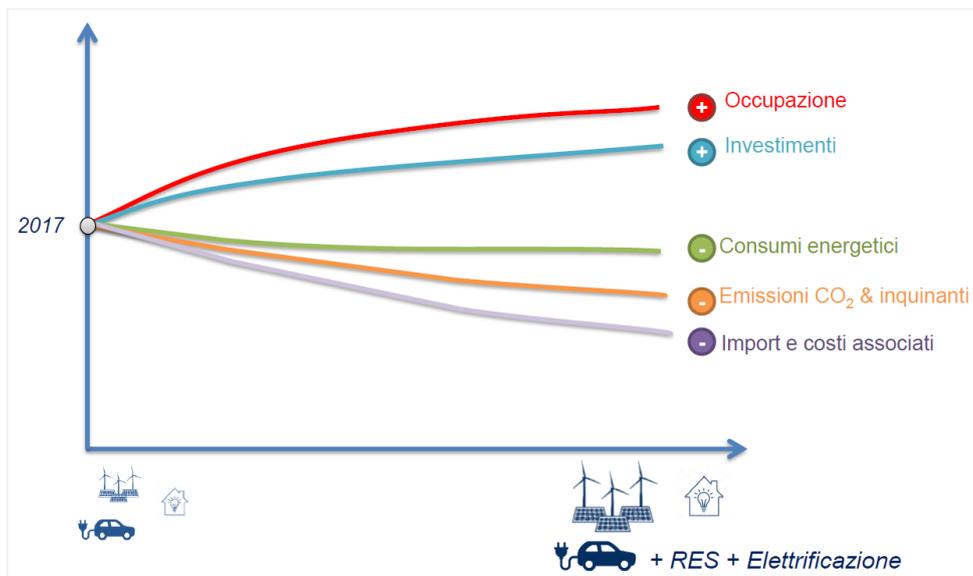


Figura 2: grafico qualitativo delle ricadute a livello nazionale nel caso di ulteriore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, in termini di occupazione, investimenti, consumi energetici, emissioni e import (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)



Figura 3: illustrazione sullo sviluppo dei posti di lavoro e le tipologie di figure professionali impiegate nel settore energetico (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)

Nei prossimi paragrafi si darà riscontro puntuale in termini economici locali di quanto sopra riportato a livello di contesto globale.

5.1.1 Ricadute in fase di realizzazione

Si deve tenere in considerazione il fatto che, se è vero che i principali componenti di impianto non sono prodotti localmente ma importati in regione da altre parti, saranno necessariamente impiegate imprese locali, anche al fine di contenere i costi di realizzazione legati alle trasferte, per attività di:

- Sorveglianza del cantiere;
- Realizzazione delle parti edili ed impiantistiche;
- Noli di attrezzatura, quali: scavatori, ruspe, altri mezzi vari;
- Realizzazione del bosco per la mitigazione ambientale mediante acquisto di essenze da vivai locali;
- Progettazione, direzione lavori e rilievi;
- Approvvigionamento dei terreni per impianto e bosco.

5.1.2 Ricadute in fase di gestione

Pur considerando che gli impianti fotovoltaici non richiedono una presenza di personale in sito costante, va comunque valutato che devono essere svolte periodicamente delle attività di gestione e manutenzione dello stesso che, per motivi di economicità, sicuramente saranno affidate a società locali.

Tra queste attività si possono annoverare:

- Servizio di guardiania anche con ronde;
- Taglio erba;
- Lavaggio moduli;
- Manutenzioni elettriche ordinarie quali, ad esempio: verifica dello stato dei componenti, controllo dei collegamenti e dei serraggi, pulizia dei locali elettrici, ecc.

5.1.3 Conclusioni dell'analisi costi benefici

Per quanto indicato nei paragrafi precedenti, ne consegue che realizzare l'impianto avrà una ricaduta economica diretta sul territorio, e quindi anche sociale ed occupazionale.

Tali benefici vanno raffrontati ad eventuali costi, compresi quelli ambientali, che deve sostenere la collettività per raggiungere gli obiettivi nazionali.

Il costo principale che dovrebbe affrontare la collettività è quello legato al sostegno alle fonti rinnovabili che pesa sulla bolletta energetica di ciascuno tramite applicazione delle componenti amministrative A3/Asos come emanate dall'Autorità di Regolamentazione per Energia Reti e Ambiente (ARER)

A), già AEEGSI, e che incentiva i c.d. "Conti Energia".

In realtà allo stato attuale il costo delle componenti di impianto è talmente calato rispetto al passato che non è più necessario ricorrere ad incentivi statali, comunque denominati e declinati, e la remunerazione della vendita di energia a grosse realtà industriali, ovvero in borsa tramite il GME, è sufficiente a coprire tutti i costi e garantire la sufficiente copertura economica dell'investimento.

6 PROCEDURE DI CALCOLO

6.1 CRITERIO GENERALE DI PROGETTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

6.2 CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

6.3 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 0 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

6.4 GENERATORE CAMPO 1

Il generatore, denominato "CAMPO 1", ha una potenza pari a **4 819.100 kW** e una produzione di energia annua pari a **8 934 262.92 kWh**, derivante da 8762 moduli con una superficie totale dei moduli di 22 641.01 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

6.4.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	4 819.100 kW
Energia totale annua	8 934 262.92 kWh

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	8762
Superficie totale moduli	22 641.01 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	8762	337 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 4200 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	0.09 % (NON VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

6.4.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (891.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (4 657.34 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (4 750.00 A)	VERIFICATO

6.5 GENERATORE CAMPO 2

Il generatore, denominato "CAMPO 2", ha una potenza pari a **3 646.500 kW** e una produzione di energia annua pari a **6 760 348.58 kWh**, derivante da 6630 moduli con una superficie totale dei moduli di 17 131.92 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

6.5.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobilità ad un asse orizzontale
Potenza totale	3 646.500 kW
Energia totale annua	6 760 348.58 kWh

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	6630
Superficie totale moduli	17 131.92 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	6630	255 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2800 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	76.79 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

6.5.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (891.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (3 524.10 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (4 800.00 A)	VERIFICATO

6.6 GENERATORE CAMPO C3 3/4

Il generatore, denominato "CAMPO C3 3/4", ha una potenza pari a **8 522.800 kW** e una produzione di energia annua pari a **15 800 658.34 kWh**, derivante da 15496 moduli con una superficie totale dei moduli di 40 041.66 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

6.6.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobilità ad un asse orizzontale
Potenza totale	8 522.800 kW
Energia totale annua	15 800 658.34 kWh

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	15496
Superficie totale moduli	40 041.66 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	7748	298 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 4000 UP
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	93.87 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

6.6.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (849.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (4 118.36 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (4 750.00 A)	VERIFICATO

6.7 GENERATORE CAMPO C4 5

Il generatore, denominato "CAMPO C4 5", ha una potenza pari a **3 188.900 kW** e una produzione di energia annua pari a **5 911 990.60 kWh**, derivante da 5798 moduli con una superficie totale dei moduli di 14 982.03 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

6.7.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobilità ad un asse orizzontale
Potenza totale	3 188.900 kW
Energia totale annua	5 911 990.60 kWh

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	5798
Superficie totale moduli	14 982.03 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5798	223 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2800 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	87.80 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

6.7.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (891.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (3 081.86 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (4 800.00 A)	VERIFICATO

6.8 GENERATORE CAMPO C4 6

Il generatore, denominato "CAMPO C4 6", ha una potenza pari a **3 174.600 kW** e una produzione di energia annua pari a **5 885 479.16 kWh**, derivante da 5772 moduli con una superficie totale dei moduli di 14 914.85 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

6.8.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Potenza totale	3 174.600 kW
Energia totale annua	5 885 479.16 kWh

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	5772
Superficie totale moduli	14 914.85 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5772	222 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2800 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	88.20 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

6.8.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (891.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (3 068.04 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (4 800.00 A)	VERIFICATO