

Comune di : BONORVA
 Provincia di : SASSARI
 Regione : SARDEGNA



PROPONENTE

SOLARSAP UNO SRL

Via di Selva Candida, 452
 00166 ROMA (RM)
 P.I. 17164341004

OPERA

PROGETTO DEFINITIVO

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE AGRIVOLTAICA DI POTENZA NOMINALE PARI A 42.344,64 kWp E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE RTN

"SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO"

OGGETTO

TITOLO ELABORATO :

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

DATA : 27 settembre 2023

N°/CODICE ELABORATO :

SCALA : ---

Tipologia : REL (RELAZIONI)

REL 018

I TECNICI

PROGETTISTI:



EDILSAP s.r.l.
 Via di Selva Candida, 452
 00166 ROMA
 Ing. Fernando Sonnino
 Project Manager

TIMBRI E FIRME:



00	202203491	Emissione per Progetto Definitivo - Istanza di VIA e A.U.	EDILSAP srl	Ing. Fernando Sonnino	Ing. Fernando Sonnino
N° REVISIONE	Cod. STMG	OGGETTO DELLA REVISIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

Sommarario

DATI GENERALI	5
UBICAZIONE IMPIANTO	5
PROPONENTE	5
TECNICO PROGETTISTA-PROJECT MANAGER	5
COORDINATORE SCIENTIFICO	6
TECNICO PROGETTISTA - OPERE ELETTRICHE	6
DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	7
COMPONENTI PRINCIPALI	7
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	9
INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	9
INQUADRAMENTO CATASTALE	10
INQUADRAMENTO NORMATIVO NAZIONALE	11
ASPETTI PROCEDURALI	13
ENERGIA - VALENZA DELL'INIZIATIVA	14
ATTENZIONE PER L'AMBIENTE	14
Risparmio sul combustibile	14
Emissioni evitate in atmosfera	15
DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE ENERGETICA UTILIZZATA	15
L'ENERGIA SOLARE	15
PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	16
MODULI FV.....	17
TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE	18
CRITERI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	19
VERIFICA DEI CRITERI DI COMPATIBILITÀ CON LE LINEE GUIDA in materia di IMPIANTI AGRIVOLTAICI pubblicate da MITE nel giugno 2022	22
REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"	22
REQUISITO B:.....	23
REQUISITO D2:	26
DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE	27
Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale.....	27
FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI	28
Ombreggiamento	28
Albedo	28
CRITERIO GENERALE DI PROGETTO – PROCEDURE DI CALCOLO	29
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	29
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	33
COERENZA del PROGETTO con la PIANIFICAZIONE TERRITORIALE e la VINCOLISTICA VIGENTI	34
DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO	40

PREMESSA	40
TABELLA RIEPILOGATIVA DATI TECNICI DELL'IMPIANTO	41
COMPONENTI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	42
GENERATORE FOTOVOLTAICO	42
STRUTTURE DI SOSTEGNO - TRACKER.....	43
CABINE DI CAMPO POWER STATION CON INVERTER E TRASFORMATORI BT/AT.....	46
CABINA DI CONSEGNA "CC"	51
CONTROL ROOM e SISTEMA DI MONITORAGGIO IMPIANTO	52
CONTAINER DEPOSITO/MAGAZZINO	54
SEZIONE della RETE ELETTRICA in BT – CAVI BT	54
SEZIONE della RETE ELETTRICA in AT a 36 kV – CAVI AT a 36 kV	56
RETE DI TRASMISSIONE DATI IN FIBRA OTTICA.....	60
IMPIANTO DI MESSA A TERRA	63
IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	63
ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	63
CONTATORI DI ENERGIA.....	64
INTERFACCIA DI RETE	64
FASE DI CANTIERE - OPERE CIVILI e MONTAGGI	65
APPRESTAMENTO e MODELLAZIONE DEL TERRENO - MOVIMENTI TERRA	65
SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE e DRENAGGIO ACQUE SUPERFICIALI.....	65
SCAVI, RINTERRI E POSA DEI CAVIDOTTI INTERRATI BT INTERNI AI CAMPI FV.....	66
SCAVI, RINTERRI E POSA DEI CAVIDOTTI INTERRATI a 36kV	67
Cavidotti a 36 kV di collegamento tra le Cabine di Campo e la Cabina di Consegna	67
Cavidotto a 36kv di connessione alla SE TERNA RTN	67
MONTAGGIO PALI STRUTTURE DI SOSTEGNO CON BATTIPALO	68
MONTAGGIO TRACKER	68
MONTAGGIO MODULI FOTOVOLTAICI.....	69
RECINZIONE PERIMETRALE, ACCESSI E DI FASCIA DI RISPETTO.....	69
VIABILITÀ INTERNA AI CAMPI IN MATERIALE ARIDO	71
FONDAZIONI CABINE DI CAMPO, DI CONSEGNA E LOCALI TECNICI	72
POSA IN OPERA CABINE PREFABBRICATE E COMPONENTI GRUPPI DI TRASFORMAZIONE.....	72
TRIVELLAZIONI CON TECNOLOGIA T.O.C.....	73
PIANO DI CANTIERIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	74
CRONOPROGRAMMA	76
Fabbisogno di forza lavoro e mezzi in fase di costruzione	76
Fabbisogno di materie prime e utilizzazione di risorse naturali in fase di costruzione	78
Tutela della risorsa idrica	78
Fabbisogno di forza lavoro e mezzi in fase di esercizio.....	78
Fabbisogno di materie prime e utilizzazione di risorse naturali in fase di esercizio	79
VULNERABILITÀ PER RISCHIO DI GRAVI INCIDENTI O CALAMITÀ.....	79

<i>PIANO PRELIMINARE DI RIUTILIZZO IN SITO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO</i>	80
<i>SICUREZZA NEI CANTIERI</i>	81
<i>FASE di ESERCIZIO - PIANO di MANUTENZIONE dell'OPERA e delle SUE PARTI</i>	81
CAMPO ELETTRICO-MAGNETICO	82
PREMESSA	82
CALCOLO DELLA DISTANZA DI PRIMA APPROSSIMAZIONE (DPA)	82
CONCLUSIONI	83
<i>IMPATTO ACUSTICO</i>	84
INDIVIDUAZIONE DEI RICETTORI SENSIBILI	84
INDAGINE FONOMETRICA	84
STRUMENTAZIONE UTILIZZATA	84
SORGENTI SONORE IN FASE DI COSTRUZIONE	84
SORGENTI SONORE IN FASE DI ESERCIZIO	85
CONCLUSIONI	86
<i>FASE di DISMISSIONE - PIANO di DISMISSIONE e RIPRISTINO dello STATO dei LUOGHI</i>	87
CLASSIFICAZIONE DEI RIFIUTI	89
<i>ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI</i>	91
SCENARIO NAZIONALE	91
DEFINIZIONI	93
CATENA DEL VALORE SOLARE	94
POSIZIONE DEL GSE	95
RICADUTE OCCUPAZIONALI	96
FASE DI COSTRUZIONE E INSTALLAZIONE	96
FASE DI ESERCIZIO	97
RICADUTE OCCUPAZIONALI SULLA REALTÀ LOCALE	98
QUADRO ECONOMICO GENERALE	99
COSTO DI REALIZZAZIONE PROGETTO	99
<i>RIFERIMENTI LEGISLATIVI</i>	100
NORME APPLICABILI	102

DATI GENERALI

UBICAZIONE IMPIANTO

Identificativo dell'impianto
CAP – Comuni interessati:
Impianto AFV
Cavidotto di connessione a 36 kV
Nuova SE Terna 220/36 kV

SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO

07012 BONORVA (SS) SARDEGNA
07012 BONORVA (SS) SARDEGNA
07012 BONORVA (SS) SARDEGNA

PROPONENTE

Ragione Sociale
P. IVA
Indirizzo
CAP - Comune
PEC:
Legale Rappresentante
Codice Fiscale
Data di nascita
Luogo di nascita
Indirizzo
CAP - Comune

SOLARSAP UNO SRL
17164341004
VIA di Selva Candida, 452
00166 ROMA (RM)
solarsapuno@legalmail.it
Pasquale VITOLO
VTLPQL63R11H501I
11/10/1963
Roma (RM)
Via Malgrate, 18
00166 – Roma (RM)

TECNICO PROGETTISTA-PROJECT MANAGER

Ragione Sociale
P. IVA
Indirizzo
CAP - Comune
Telefono
Legale Rappresentante
Qualifica
Codice Fiscale
P. IVA
Albo/Ordine
N° Matricola
Data di nascita
Luogo di nascita
Indirizzo
CAP - Comune
Telefono
E-mail

EDILSAP srl
01777290568
VIA DI SELVA CANDIDA, 452
00166 ROMA
0649777234
FERNANDO SONNINO
INGEGNERE
SNNFNN61H18H501A
15347881003
Ingegneri di ROMA
15616
18/06/1961
ROMA
Via Anneo LUCANO, 51
00136 ROMA
3351891178
f.sonnino@edilsap.com

COORDINATORE SCIENTIFICO

Coordinatore Scientifico

Qualifica

Codice Fiscale

Albo

N° Iscrizione

Data di nascita

Luogo di nascita

Indirizzo

CAP - Comune

Telefono

E-mail

Alessandra ROCCHI**ARCHITETTO****RCCLSN71S60G148N****Ordine Architetti Pianificatori Paesaggisti****Provincia di VITERBO****447****20/11/1971****Orvieto (TR)****Via Porta della Maestà, 55****01022 Bagnoregio (VT)****3286137339****almacivitastudio@gmail.com****TECNICO PROGETTISTA - OPERE ELETTRICHE**

Professionista

Qualifica

Codice Fiscale

P. IVA

Indirizzo

CAP - Comune

Telefono

Albo

N° Matricola

Data di nascita

Luogo di nascita

E-mail

Pasquale DE BONIS**Ingegnere****DBNPQL83C01H926C****03479730719****Via Kennedy, 22****71013 – San Giovanni Rotondo (FG)****3203323924****Ordine degli Ingegneri della Prov. Di Foggia****B32****01/03/1983****San Giovanni Rotondo****deboniseng@gmail.com**

DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

La società SOLARSAP UNO s.r.l., con sede in Via di Selva Candida, 452 – 00166 Roma (RM) intende promuovere un’iniziativa su un’area agricola disponibile totale di 63,6611 ettari, ubicata in agro del Comune di BONORVA (SS), che ha come obiettivo l’uso delle tecnologie solari finalizzata alla realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “SOLARE BONORVA S’ENA ‘E SUNIGO” da **42,344 MWp** di potenza nominale in DC, a cui corrisponde una potenza massima in immissione in AC di **40,00 MW**, come da preventivo STMG di Terna, codice pratica 202203491, ripartito in un unico lotto di terreno agricolo:

Descr.	Comune	Località	Area (ha)	Potenza nominale (kWp)	Latitudine	Longitudine	Altitudine media (m)
Impianto AFV	Bonorva (SS)	S’Ena ‘E Sunigo	63,6611	42.344,64	40,449722°N	8,80°E	340
SE TERNA	Bonorva (SS)	Moretta			40,470278°N	8,827778°E	350

L’impianto in oggetto realizzato in area agricola può essere definito “agrivoltaico” in quanto si tratta di un impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, e rispetta i requisiti minimi **A, B e D2** introdotti dalla Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici alla Parte II art. 2.2, 2.3, 2.4 e 2.6, pubblicati dal MITE nel giugno 2022.

L’impianto in oggetto ricade in “**AREA IDONEA**” ai sensi del *Decreto Legislativo n.199/2021 art. 20 comma 8 lettera c) quater* in quanto l’area di progetto non è ricompresa nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/2004 né ricade nella fascia di rispetto di 500 m dei beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte Seconda oppure dell’art. 136 del medesimo D.Lgs.

COMPONENTI PRINCIPALI

MODULI FOTOVOLTAICI: marca **JINKO** modello **Tiger Neo N-Type 72HL4-BDV** con una potenza unitaria di **580 Wp**, bifacciali in silicio monocristallino, montati in configurazione bifilare con Pitch = 8,50 m su strutture ad inseguimento solare monoassiale 2Px12, ognuna a formare una stringa elettrica.

CABINE DI CAMPO (Conversione e Trasformazione): Sono previste 16 Cabine prefabbricate modulari marca SMA MV POWER STATION modello SUNNY CENTRAL 2500-EV equipaggiate ognuna con **1 inverter SUNNY CENTRAL 2500-EV** e **1 trasformatore BT/36kV da 2.500MVA** – dimensioni 6,058x2,438x2,591 m. Le Cabine di campo sono accoppiate in maniera suddividere l’impianto in 8 sottocampi da circa 5 MW.

CONTROL ROOM: 1 Cabina prefabbricata– dimensioni 3,25x2,5x2,7 m

CABINA DI CONSEGNA: 1 Cabina prefabbricata – dimensioni 6,0x2,5x3,1 m

Il collegamento elettrico tra i sottocampi prevede di accoppiare gruppi di 4 POWER STATION che si collegano direttamente con la cabina di consegna.

CAVIDOTTO a 36 kV			
Cabine Power Station (CPS _n) e consegna (CC)		Lunghezza Tratta(m)	Sezione cavi (mmq) e formazione terne
Partenza	Arrivo		
CPS ₁₋₂₋₃₋₄	CC	2.721	1x(3x1x185)
CPS ₅₋₆₋₇₋₈	CC	2.151	1x(3x1x185)
CPS ₉₋₁₀₋₁₁₋₁₂	CC	1.276	1x(3x1x185)
CPS ₁₃₋₁₄₋₁₅₋₁₆	CC	267	1x(3x1x185)
CC	SE 36/220 kV	4.500	2x(3x1x630)

La STMG emessa da TERNA prevede che l'impianto agrivoltaico oggetto della presente relazione venga collegato in antenna a 36kV sulla sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica della RTN a 220/36 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV “Codrongianos – Ottana”, che è previsto nel Comune di Bonorva (SS), al Foglio 9 Particelle 3 e 11, in località MORETTE, ad un'altitudine media di circa 350 slm, Latitudine 40,470278° N - Longitudine 8,827778° E.

La lunghezza del cavidotto a 36kV di connessione con la RTN sarà di **4.500 m**.

Il percorso del cavidotto di connessione a 36 kV parte dalla Cabina di Consegna CC nell'area sud dell'impianto e si sviluppa interamente sulla viabilità pubblica, per circa 4.500 m lungo la Strada Provinciale n. 83 fino all'accesso nella Nuova SE 220/36 kV di TERNA, che risulta ubicata proprio parallelamente alla S.P.83.

Il tracciato del cavidotto interseca 4 volte canali e corsi d'acqua, nella prima tratta della S.P. 83 compresa tra l'impianto e l'incrocio con la S.P. 21:

- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 800 m dopo i confini dell'area di progetto
- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 200 m dopo
- il RIU LADU sulla SP n.83 circa 180 m dopo
- il RIU CASTEDDU sulla SP n.83 circa 280 m dopo

Gli attraversamenti dei corsi d'acqua saranno realizzati con la tecnologia T.O.C. Trivellazione Orizzontale Controllata (vedi elab. EL022)

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

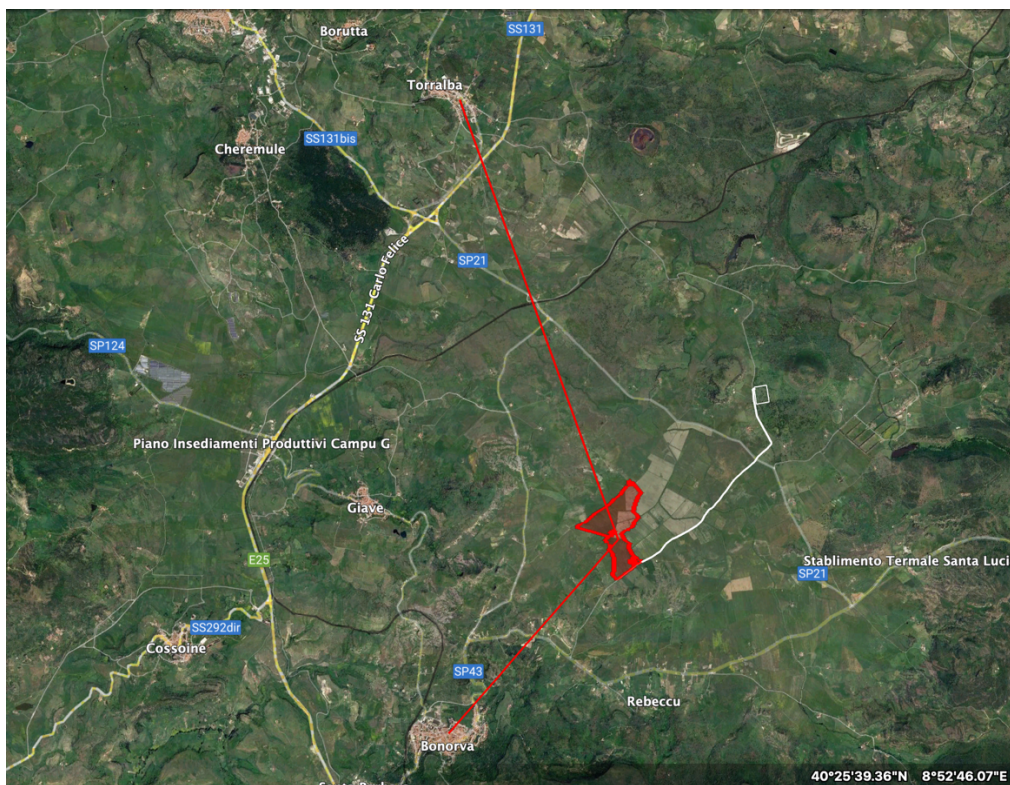
INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

L'area interessata dall'intervento è ubicata nella parte Centro-Nord della Regione Sardegna, in Provincia di Sassari, in agro del Comune di Bonorva, nella zona pianeggiante tra il Monte Saba e il Riu Ladu, in località S'Ena 'E Sunigo, ad una quota media sul livello del mare di 344 metri.

L'area di intervento si sviluppa su un unico lotto della superficie totale di 63,6611 ettari, tutti in agro del Comune di Bonorva (SS), circa 4,5 km a Nord-Est del centro abitato di Bonorva e circa 7,5 km a Sud-Est del Comune di Torralba.



Inquadramento Geografico



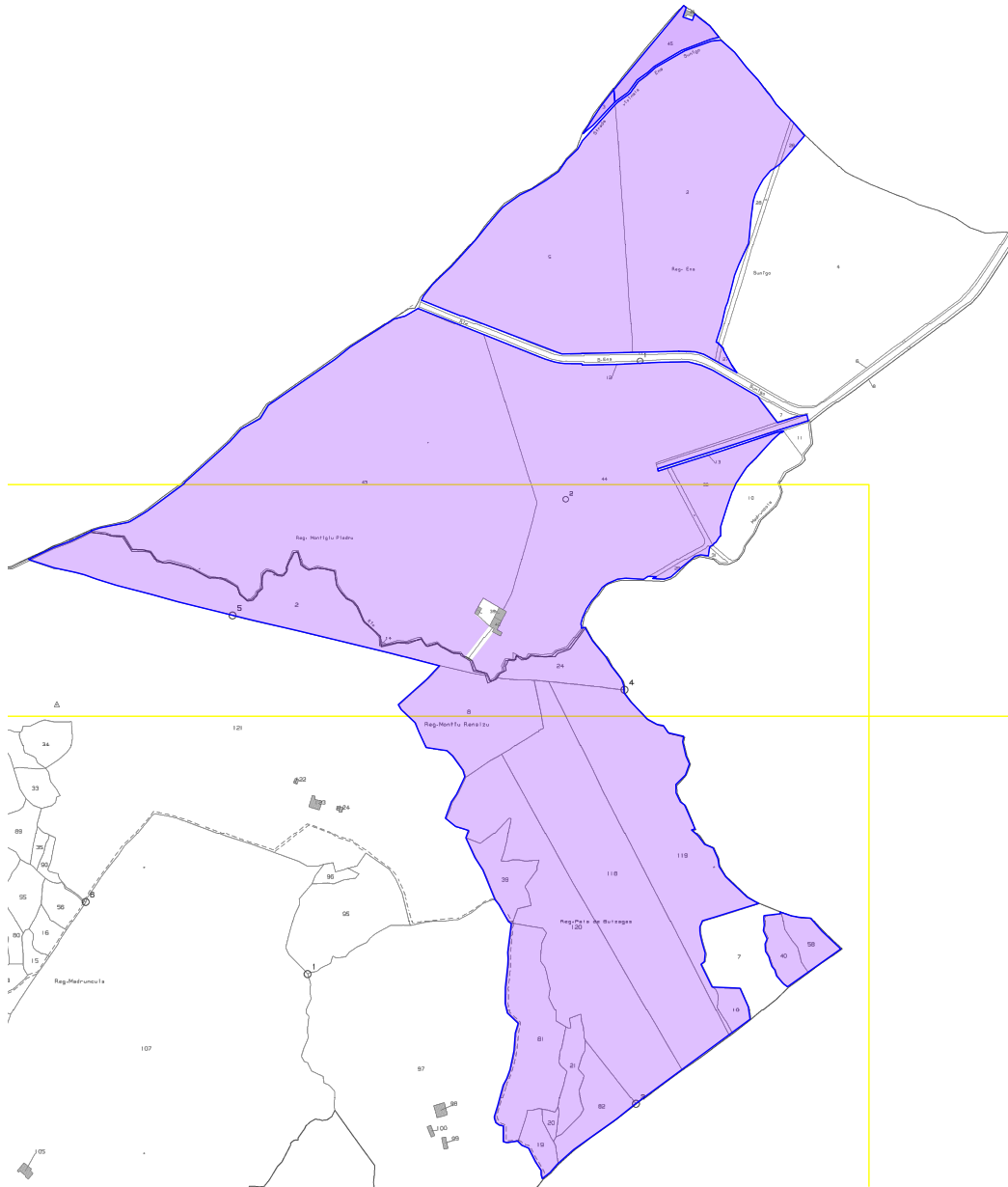
La connessione con la RTN è prevista in antenna a 36kV sulla sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica della RTN a 220/36 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV “Codrongianos – Ottana”, e sarà realizzata con un cavidotto a 36kV della lunghezza di **4.500 m**.

INQUADRAMENTO CATASTALE

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato in agro del Comune di **BONORVA (SS)** ai seguenti Fogli e particelle del Catasto di Bonorva (SS):

FOGLIO n.	17									
PARTICELLE n.	2	3	5	26	27	29	30	43	44	45

FOGLIO n.	28														
PARTICELLE n.	2	8	10	19	20	21	24	39	40	58	81	82	118	119	120



INQUADRAMENTO NORMATIVO NAZIONALE

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050.

A livello Nazionale il quadro normativo che regola la **sostenibilità ambientale** e la **decarbonizzazione** si inserisce in un quadro complesso; in sintesi:

A seguito delle modifiche introdotte con legge costituzionale 11 febbraio 2022, n. 1, la tutela dell'ambiente è espressamente prevista tra i principi fondamentali della **Costituzione italiana: l'art. 9**, comma III, della Costituzione stabilisce che «La Repubblica [...] tutela l'ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell'interesse delle future generazioni».

L'Italia ha ratificato l'Accordo di Parigi l'11 novembre 2016. L'UE ha presentato in maniera congiunta i propri NDCs con un obiettivo complessivo di riduzione dei gas ad effetto serra al 2030 del 40% rispetto al 1990, coerentemente con quanto era stabilito nel "Quadro Clima-Energia 2030".

Con D.M. 10 novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è stata adottata la **Strategia Energetica Nazionale (SEN)**, che costituiva la base programmatica e politica per la preparazione al PNIEC.

I Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC) presentati dagli Stati Membri ai sensi del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla *Governance* dell'Unione dell'Energia, identificano le politiche e le misure dei singoli Paesi ai fini del raggiungimento degli obiettivi europei. Anche l'Italia nel dicembre 2019 ha presentato il proprio PNIEC, il quale aggiorna gli obiettivi posti dalla SEN 2017, con previsioni più spinte in accordo con i nuovi target posti dall'Unione Europea: una percentuale di energia da FER/CFL pari al 30%, una riduzione delle emissioni di GHGs nei settori non ETS del 33% rispetto al 2005 e il *phase out* del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

Gli obiettivi delineati nel PNIEC al 2030 sono stati di recente rivisti ulteriormente al rialzo, in ragione dei più ambiziosi target delineati in sede europea con il "*Green Deal Europeo*" (COM (2019) 640 final).

Nel gennaio 2021, l'allora Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha pubblicato la **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**. La Strategia individua i possibili percorsi per raggiungere, nel nostro Paese, al 2050, una condizione di "neutralità climatica", nella quale le residue emissioni di gas a effetto serra sono compensate dagli assorbimenti di CO₂. Al fine di quantificare e qualificare lo sforzo da compiere in questa direzione, la Strategia passa per due tappe logiche:

come primo passo, è stato tracciato uno Scenario di riferimento, tracciando gli obiettivi previsti dal PNIEC al 2030, e "trascinando" fino al 2050 le sue azioni di mitigazione;

partendo dal gap emissivo restituito dallo Scenario di riferimento sono stati poi condotti più esercizi per individuare combinazioni, sinergie e criticità delle potenziali leve attivabili per raggiungere al 2050 la neutralità climatica, cioè lo Scenario di decarbonizzazione.

La neutralità climatica nell'UE entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030 hanno costituito il riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei **Piani nazionali di ripresa e resilienza (PNRR)**, Il più ampio stanziamento di risorse è previsto per la missione 'Rivoluzione verde e transizione ecologica', alla quale sarà destinato più del 31% dell'ammontare complessivo del Piano, per circa 70 miliardi di euro.

Il Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica ha approvato l'8 marzo 2022 il **Piano per la Transizione Ecologica** ai sensi dell'art. 57 bis del Decreto Legislativo 152/2006 al fine di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali in materia e la relativa programmazione.

Dopo l'approvazione definitiva del Piano per la transizione ecologica da parte del MITE il 30/05/2022 viene trasmessa relazione sullo stato di attuazione del Piano stesso, dando conto delle azioni, delle misure e delle fonti di finanziamento adottate.

Otto sono gli ambiti di intervento del PTE, le cui interconnessioni implicano una gestione intersettoriale e multidisciplinare coordinata:

- decarbonizzazione;
- mobilità sostenibile;

- miglioramento della qualità dell'aria;
- contrasto al consumo del suolo e al dissesto idrogeologico;
- miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture;
- ripristino e il rafforzamento della biodiversità;
- tutela e sviluppo del mare;
- promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) è lo strumento fondamentale per cambiare la politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Il Piano si struttura in cinque linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

“L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione in atto nel mondo produttivo verso il Green New Deal”.

ASPETTI PROCEDURALI

Il Progetto ricade:

fra quelli inseriti nell'Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 - **Progetti di competenza statale**, nella categoria di cui al punto 2) Installazioni relative a: *“Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW”*. L'articolo 31 comma 6, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, che trasferisce alla competenza statale i progetti relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, di cui all'allegato II alla parte seconda, paragrafo 2), ultimo punto, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si applica alle istanze presentate a partire dal 31 luglio 2021”.

Tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Procedimento da adottare sarà quello di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) Nazionale e Autorizzazione Unica (AU) Regionale.

Il progetto è stato predisposto per la presentazione:

dell'Istanza di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 23-24-25 D.Lgs. 152/2006 presso il **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**, Direzione Generale Valutazioni Ambientali, Divisione V – Procedure di valutazione VIA e VAS,

dell'istanza di Autorizzazione Unica (AU) ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003 - DGR n. 3/25 del 23.01.2018 presso la **Regione Autonoma della Sardegna** – Assessorato dell'Industria - Servizio Energia ed Economia Verde – PEC: industria@pec.regione.sardegna.it

In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

La presente relazione descrive l'impianto e le sue componenti, ne riporta le caratteristiche con l'analisi della producibilità attesa, inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, descrive le fasi, i tempi e le modalità di esecuzione dei lavori, quantifica i costi di realizzazione, di manutenzione, di esercizio e di dismissione, riporta l'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche.

ENERGIA - VALENZA DELL'INIZIATIVA

In tale scenario l'impianto agrivoltaico di progetto "SOLARE BONORVA S'ENA E SUNIGO" con la sua produzione netta attesa di **78.000 MWh/anno** di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno pari a **31.200 Ton CO₂/anno** risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese. In sintesi l'intervento proposto:

- ai sensi dei requisiti minimi introdotti dalle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici alla Parte II art. 2.2, 2.3, 2.4 e 2.6, *l'impianto fotovoltaico in oggetto realizzato in area agricola può essere definito "agrivoltaico"* (del tipo cd. Interfilare) in quanto rispetta i requisiti **A, B e D2**
- non appartiene alla categoria di "impianti agrivoltaici avanzati" e non ha accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche;
- si definisce impianto agrivoltaico un impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;
- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- 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;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente alle fondazioni superficiali delle 16 stazioni di conversione/trasformazione AT/BT e 1 di consegna con 1 Control Room, magazzino e servizi sanitari.

ATTENZIONE PER L'AMBIENTE

Considerando l'energia stimata come produzione del primo anno dell'impianto di produzione da fonte rinnovabile fotovoltaica pari a **78.000 MWh**, e la perdita di efficienza del 1% per il primo anno e di 0,40 % per i successivi, le considerazioni successive valgono per il ciclo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

L'italiana Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la Delibera EEN 3/08 del 20-03-2008 (GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107), ha fissato il valore del fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria in **0,187 x 10⁻³ tep/kWh**, confermato dalla circolare MISE del 18 dicembre 2014.

$$1 \text{ tep} = 5,347 \text{ MWh}$$

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in ENERGIA PRIMARIA	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate nel primo anno	14 586
TEP risparmiate in 30 anni (considerando una degradazione annua del 0,40%)	410 722

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

Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO₂	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [Kg/kWh]	0,4004	0.000373	0.000427	0.000014
Emissioni evitate in un anno [kg]	31 231 200	29 094	33 306	1 092
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	879 428 246	819 247	937 852	30 749

Fonte dati: ISPRA 2020

DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE ENERGETICA UTILIZZATA

L'ENERGIA SOLARE

Nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole.

Alla Latitudine 40,45° N e Longitudine 8,80° E il Sole trasmette sulla Terra una Radiazione globale annua sulla superficie orizzontale: **1.681,80 kWh per m²**, calcolata sulla base dei dati radiometrici rilevati dalle stazioni di misura PVGIS api TMY.

Il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente dei raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno bisogno, come accennato, di vaste aree, ma producono anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- emissioni evitate in atmosfera;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 30 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,5 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,40 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,40 kg di anidride carbonica.

Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera di gas che contribuiscono all'effetto serra e risparmio sul combustibile fossile, argomento già trattato in Premessa nel paragrafo "Attenzione per l'Ambiente", in cui sono state stimate le quantità di emissioni evitate di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, che si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole. Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

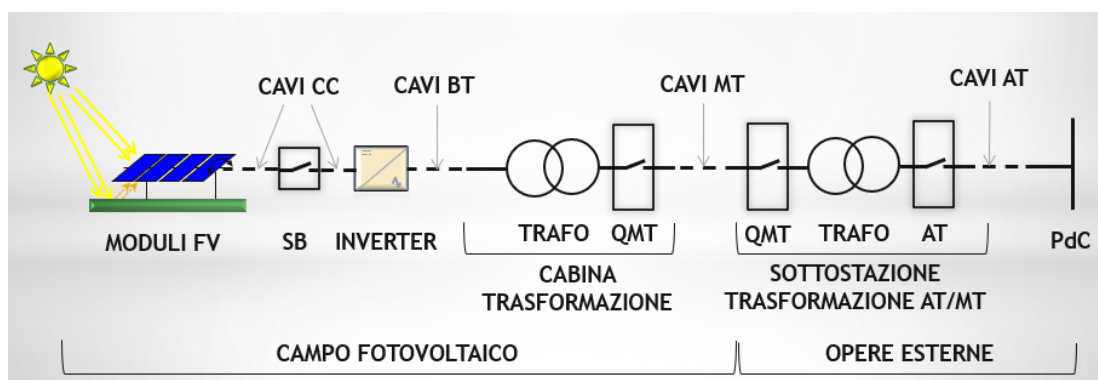
I moduli fotovoltaici, comunemente costituiti da 72/78 celle, possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta intorno al 20-22%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20-22 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze che oggi superano i 600 Watt di picco.

In altre parole, considerando che la superficie di ogni modulo fotovoltaico da 72/78 celle si aggira intorno a 2,5/2,8 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 5 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 12/14 m².

Da questo semplice esempio si può evincere che, a causa della bassa densità energetica dell'energia solare, sono necessarie grandi superfici per arrivare ad alte potenze.

L'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è tipicamente molto vasto, poiché l'energia viene generata da ogni modulo fotovoltaico. Compito dei collegamenti elettrici è convogliare tutta l'energia prodotta in un solo punto. Di seguito illustrato uno schema di principio dell'impianto fotovoltaico:



L'impianto FV ha la capacità di generare energia elettrica dai Moduli FV: ogni singolo Modulo FV trasforma l'irraggiamento solare in energia elettrica, generata in forma di corrente continua.

Per il presente impianto sono stati previsti moduli con tecnologia bifacciale, ovvero in grado di convertire in energia elettrica sia la radiazione diretta dal sole che la radiazione sul lato posteriore dei moduli stessi (prevalentemente radiazione diffusa e riflessa dal terreno).

I pannelli FV sono posizionati su strutture monoassiali a inseguimento solare (TRACKER), che sono in grado di massimizzare l'irraggiamento dal quale è investito il pannello lungo l'arco dell'intera giornata, e collegati elettricamente in serie a formare una "stringa" di moduli.

L'energia prodotta dai moduli FV è raggruppata tramite collegamenti in cavo CC e successivamente immessa negli inverter distribuiti (o di stringa) che sono in grado di trasformare l'energia elettrica da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) in Bassa Tensione (BT). L'energia disponibile in corrente alternata BT verrà quindi trasformata dal trasformatore a 36 kV.

L'energia disponibile in corrente alternata viene convogliata alla cabina di consegna, dove verrà raggruppata e resa disponibile alle linee a 36kV di connessione dell'impianto FV con la sezione a 36kV dell'ampliamento della Sottostazione di Terna per l'immissione in rete.

MODULI FV

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel presente progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata e immessa nella rete.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Tra le tecnologie disponibili allo stato attuale per la realizzazione di moduli fotovoltaici per il presente progetto sono stati scelti Moduli bifacciali in silicio monocristallino.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.), e diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata intorno ai 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE

I pannelli FV sono posizionati su strutture monoassiali a inseguimento solare (TRACKER), che sono in grado di massimizzare l'irraggiamento dal quale è investito il pannello lungo l'arco dell'intera giornata.

Gli inseguitori solari sono strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzate e comandate a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

Gli inseguitori monoassiali sono montati lungo l'asse nord-sud in maniera che i moduli, ruotando intorno a tale asse seguano il sole durante il giorno ruotando da est a ovest.

A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento monoassiale garantisce maggiore producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli avranno inclinazione variabile da -55° a $+55^\circ$, in modo da consentire la massima

raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante interessi il meno possibile la fila contigua per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

Nel progetto è stato scelto di adottare un **PITCH più contenuto (8,50 m)** che tiene conto di un bilancio tra aumento di potenza e perdita di producibilità da ombreggiamento, consentito dalla conformazione morfologica pianeggiante, che tuttavia garantisca sufficiente spazio tra le file di trackers per favorire la coltivazione.

CRITERI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il progetto dell'impianto agrivoltaico "BONORVA S'ENA 'E SUNIGO" è la sintesi del lavoro di un team di professionisti composto da ingegneri, architetti, paesaggisti, geologi, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato per l'ottimizzazione delle soluzioni tecniche e di producibilità sia energetica che agricola e per la compatibilità dell'area di intervento con l'agricoltura e il territorio, al fine di non alterarne gli elementi paesaggistici e di biodiversità.

La categoria degli impianti agrivoltaici ha trovato una recente definizione normativa in una fonte di livello primario che ne riconosce la diversità e le peculiarità rispetto ad altre tipologie di impianti. Infatti, l'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la L. 108/2021, anche definita *governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*, ha introdotto, al comma 5, una definizione di impianto agrivoltaico, per le sue caratteristiche utili a coniugare la produzione agricola con la produzione di energia green.

Nel dettaglio, gli impianti agrivoltaici sono impianti che "*adottino soluzioni integrative innovative con montaggio di moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione*". Inoltre, sempre ai sensi della su citata legge, gli impianti devono essere dotati di "sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate."

Tale definizione, imprime al settore un preciso indirizzo programmatico e favorisce la diffusione del modello agrivoltaico.

Nel rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

1. Rispetto di tutti i vincoli rilevati nel Quadro di Riferimento Programmatico e Ambientale
2. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito prevalentemente pianeggianti e con pendenze molto modeste sia nella direzione N-S che E-O.
3. La realizzazione dell'impianto agrivoltaico non prevede alcun movimento terra che comporterebbe un'alterazione della morfologia attuale del sito.
4. Relativa vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale compatibilmente con i vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali, e disponibilità dei suoli per la realizzazione del progetto.

5. Scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici con pali di sostegno infissi con battipalo al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo.
6. La configurazione dei moduli sui tracker 2P12 con un **PITCH=8,5 m** è stata scelta per contenere fenomeni di ombreggiamento e per lasciare spazio sufficiente per la coltivazione agricola interfilare.
7. L'altezza dei moduli da terra in posizione orizzontale è prevista fino a 2,50 m al mozzo, mentre alla massima inclinazione (55°) i moduli possono avere un'altezza minima di 0,67 m e massima di 4,55 m, con altezza media di 2,61 m da terra.
8. È prevista l'installazione di una stazione meteorologica per la raccolta dei dati, in quanto è molto importante definire gli indici climatici per la fattibilità dell'impianto stesso. Il rilevamento dei dati agro meteo climatici è conseguito mediante l'installazione di una stazione meteo. Tale centralina permette il rilevamento di diversi parametri, sia all'esterno che all'interno dell'impianto fotovoltaico, sia sopra che sotto i pannelli.
9. Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performace di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso.
10. La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata ottimizzata con la finalità di ridurre al minimo la viabilità interna e di conseguenza la sottrazione di suolo.
11. I suoli interessati all'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità di accesso e quindi alterazione del paesaggio attuale
12. La recinzione metallica perimetrale prevede il varco di passaggio per la microfauna terrestre locale.
13. È prevista una fascia perimetrale di mitigazione di 5,00 m, scelta in base a criteri di multifunzionalità, ovvero valutando sia l'aspetto produttivo, facilmente meccanizzabile e di facile manutenzione, sia l'aspetto paesaggistico. È stata valutata la necessità di creare soluzioni di mitigazione dell'impatto visivo attraverso la messa a dimora di essenze autoctone sempreverdi tipiche delle zone agrarie, del contesto paesaggistico di riferimento e che SIANO DI INTEGRAZIONE AL REDDITO ANNUALE DELLE AZIENDE COINVOLTE. Le opere di mitigazione prevedono la piantumazione di essenze arboreo-arbustive lungo il perimetro dell'impianto, nel rispetto delle distanze dai confini e dalle strade (così come previsto dal Codice della Strada in funzione della loro classificazione). La mitigazione è stata pensata e progettata in due diverse fasce/strati:
 - *STRATO APICALE: 1 fila di MANDORLO ubicata a 3,0 m dal confine stradale (o di proprietà)*
 - *STRATO BASALE: 1 fila di CORBEZZOLO alternato con la BUDDLEJA DAVIDII, ubicata a 0,5 m dalla recinzione e 1,5 m dalla fila di mandorli*

L'utilizzo di un sesto d'impianto regolare per gli alberi e gli arbusti faciliterà le operazioni di manutenzione, come lo sfalcio delle erbe infestanti, le irrigazioni di soccorso nei primi anni o la sostituzione di eventuali piantine morte. L'altezza della siepe a produzione agricola, a pieno sviluppo, sarà di ca 4,5 – 5,0 m., dotata di impianto di irrigazione e di varchi sulla fila, a interdistanze differenziate tra fila di arbusti e fila di mandorlo, in modo da garantire una agevole entrata ed uscita dei mezzi operatori. La struttura di questa "siepe" sarà paragonabile quindi a quella di una vegetazione spontanea soprattutto nel rispetto delle componenti

vegetazionali ivi presenti e che verranno opportunamente mantenute, combinata anche con un'attitudine secondaria di pianta mellifera in virtù dell'avvio contestuale di un allevamento apistico.

14. I collegamenti elettrici tra le cabine di campo e di smistamento e il collegamento dell'impianto fotovoltaico con la RTN sono realizzati con cavidotti interrati a 36 kV alla profondità minima di 1,5 m al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche.
15. Distanza dai confini stradali: Ai sensi dell'**Art. 26, comma 4** del D.P.R. n. 495 del 16 dicembre 1992 (*“Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”*): “Fuori dai centri abitati le distanze dal confine stradale, **da rispettare nella costruzione** o ricostruzione di muri di cinta, di qualsiasi natura o consistenza, lateralmente alle strade, non possono essere inferiori a:
 - *5 m per le strade di tipo A e B (S.P. 83 strada extraurbana principale di tipo B)*

VERIFICA DEI CRITERI DI COMPATIBILITÀ CON LE LINEE GUIDA in materia di IMPIANTI AGRIVOLTAICI pubblicate da MITE nel giugno 2022

Risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione per il 2030 e il 2050 fissati dal PNIEC.

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

Nel giugno 2022 sono state pubblicate le **LINEE GUIDA in materia di IMPIANTI AGRIVOLTAICI**, prodotte da un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da:

CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;

GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

ENEA – Ag. nazionale per le nuove tecnologie, energia e sviluppo economico sostenibile;

RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Il documento ha lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico.

Ai sensi dei requisiti minimi introdotti dalla Linee Guida alla Parte II art. 2.2, ***l'impianto fotovoltaico in oggetto realizzato in area agricola può essere definito "agrivoltaico"*** (del tipo cd. Interfilare) in quanto rispetta i requisiti **A e B**.

Non appartiene alla categoria di "impianti agrivoltaici avanzati" e non ha accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.

Sebbene per il presente impianto non sia richiesta la concessione di alcun incentivo statale, ai sensi del requisito **B.1 "Continuità dell'attività agricola"**, si è scelto di rispettare anche il requisito **D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola**.

REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"

A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Almeno il 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot} deve essere destinata all'attività agricola

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

$$LAOR \leq 40\%$$

La verifica è stata condotta considerando l'impianto costituito da 3 Tessere recintate:

CALCOLO REQUISITI SISTEMA AGRIVOLTAICO ai sensi delle LINEE GUIDA del MITE - Giugno 2022

Data Verifica: 08/09/23

NOME PROGETTO:

SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO

SUPERFICIE RECINTATA
 fascia mitigazione perimetrale produttiva
 Area agricola non utilizzata per il progetto (Foglio 28 part.2)
Superficie totale in DDS (include fascia mitigazione)
 TARE Agricole: Aree incolte(Vasca e area limitrofa fabbricato F17part 45)
 TARE Agricole: Aree Boscate o NON coltivate
 TARE Agricole: Fossi e Canali
 TARE Agricole: Strade Interne
Stot = Superficie Totale in DDS - TARE Agricole

	RECINZIONE 1	RECINZIONE 2	RECINZIONE 3	TOTALE
ha	39,1	18,37	0,69	58,16
ha	1,11	1,3	0,17	2,58
ha	0	2,92	0	2,92
ha	40,21	22,59	0,86	63,66
ha	0,2397	0	0	0,2397
ha	0	0	0	0
ha	0,4785	0,16	0	0,6385
ha	1,8226	0,736	0,1247	2,6833
ha	37,6692	21,694	0,7353	60,0985

MODULI JINKO Tiger Neo N-Type 72HL4-V - Potenza 580 W
 Configurazione tracker - N° file
 Configurazione tracker - N° di moduli per fila
 Dimensione moduli larghezza (m)
 Dimensione moduli lunghezza (m)
 Spaziatura fra i moduli di un tracker
 Distanza moduli sul mozzo (lato largo)
 Distanza tra i mezzi tracker sul motore (lato lungo)
 Spazio tra 2 tracker NORD-SUD
 LARGHEZZA STRUTTURA DI SUPPORTO

	RECINZIONE 1	RECINZIONE 2	RECINZIONE 3	TOTALE
kWp	0,580	0,580	0,580	0,580
n	2	2	2	2
n	12	12	12	12
m	1,134	1,134	1,134	1,134
m	2,278	2,278	2,278	2,278
m	0,02	0,02	0,02	0,02
m	0,15	0,15	0,15	0,15
m	0,4	0,4	0,4	0,4
m	0,35	0,35	0,35	0,35
m	0,2	0,2	0,2	0,2

NUMERO TRACKER Lotto (STRINGHE)
 Numero Moduli Lotto
 Potenza Lotto
 ratio MWp/ettaro
 ratio ettaro/MWp
 Lunghezza STRINGA (direzione N-S)
 Larghezza STRINGA (direzione E-W) Proiezione orizzontale per LAOR
 Area TRACKER (proiezione a terra in posizione orizzontale per LAOR)
 Larghezza STRINGA (direzione E-W) Proiezione a 35° per Sagricola
 Area TRACKER (proiezione a terra in posizione inclinata a 35° per Sagricola)
Superficie occupata dai moduli (Spv) in posizione inclinata a 35° (per requisito A.1)
Superficie occupata dai moduli (Spv) in posizione orizzontale (per requisito A.2)
 Sistema di accumulo (SC)
 Cabine (SC)
 Superf NON utilizzata x attivita agricole SN=Spv+SC
Sagricola = SL = Stot-SN

n	43.944	28.368	696	73.008
kWp	25.487,52	16.453,44	403,68	42.344,64
MWp/ha	0,68	0,76	0,55	0,70
Ha/MWp	1,48	1,32	1,82	1,42
m	14,208	14,208	14,208	14,208
m	4,706	4,706	4,706	4,706
m ²	66,86	66,86	66,86	66,86
m	3,855	3,855	3,855	3,855
m ²	54,77	54,77	54,77	54,77
m ²	100.287,24	64.740,31	1.588,38	166.615,94
m ²	122.425,87	79.031,89	1.939,02	203.396,78
m ²	0	0	0	0
m ²	290	197	0	487
m ²	100.576,91	64.937,24	1.588,38	167.102,53
m ²	276.115,09	152.002,76	5.764,62	433.882,47

REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"

A.1 Rapporto Sagricola/Stot (ha) > 70%
 A.2 LAOR (Spv / Stot) < 40%

	73,30%	70,07%	78,40%	72,20%
	32,50%	36,43%	26,37%	33,84%
OK	OK	OK	OK	OK
OK	OK	OK	OK	OK
Check	26,36844	15,1858	0,51471	42,06895
Check	112.717,93	64.885,07	2.205,90	179.808,91
Check	2057	1184	40	3281
INPUT	1831	1182	29	3042

S agricola Minima

Sup MAX occupata dai moduli

Numero MASSIMO possibile di TRACKER nel Lotto (da Verifica AFV)

Numero di TRACKER da Layout Grafico

Requisito	Recinzione 1	Recinzione 2	Recinzione 3
A.1 S _{Agr} /Stot > 70%	73,30%	70,07%	78,40%
A.2 LAOR < 40%	32,50%	36,43%	26,37%

REQUISITO B:

Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

B.1 Continuità dell'attività agricola e pastorale

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare e comprovare la continuità dell'attività agricola anche a seguito dell'installazione dell'impianto agrivoltaico è necessario monitorare: la resa delle coltivazioni e il mantenimento della produttività agricola dell'area.

Per quanto riguarda il primo parametro, la resa verrà monitorata prevedendo all'interno del campo agrivoltaico un'area di controllo non coperta dai pannelli fotovoltaici, che permetta di confrontare la resa rispetto al terreno sotteso dall'impianto. In alternativa, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha, confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

L'indirizzo produttivo esistente è misto, costituito da diversi tipi di coltivazioni e/o allevamenti; per una qualsiasi classificazione di tipo economico è, quindi, necessario scegliere un denominatore comune ad entrambi i tipi di attività idoneo a rappresentare non soltanto la dimensione economica di ogni azienda ma anche ad evidenziare l'importanza economica delle singole produzioni agricole, al fine di attribuire a ciascuna azienda i caratteri di specializzazione produttiva (orientamento produttivo) e di redditività economica (dimensione economica). In pratica, per poter determinare la dimensione economica di un'azienda occorre poter sommare tutte le produzioni aziendali, che essendo espresse in unità di misura diverse, devono essere ricondotte ad un unico denominatore comune.

Tale denominatore è rappresentato dal valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale, che permette di misurare il valore economico di un indirizzo produttivo; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate.

Per quanto riguarda il progetto in esame, tale coefficiente è stato calcolato nel paragrafo Resa agricola, sulla base del confronto tra indirizzo produttivo ante e indirizzo produttivo post: è evidente un incremento percentuale dell'indice relativo alla **Produzione Standard Lorda PSL del 14% circa nel solo primo anno, al V anno si avrà un incremento del 40%**.

Per i dettagli sul Progetto Agricolo si rimanda all'Elaborato REL015 "Progetto Agrivoltaico di dettaglio e opere di mitigazione della fascia perimetrale".

B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

B.2 Producibilità elettrica minima $FV_{agri} > 0,6 \times FV_{standard}$

Producibilità annua AgriFV (da PVSyst) FV_{agri}

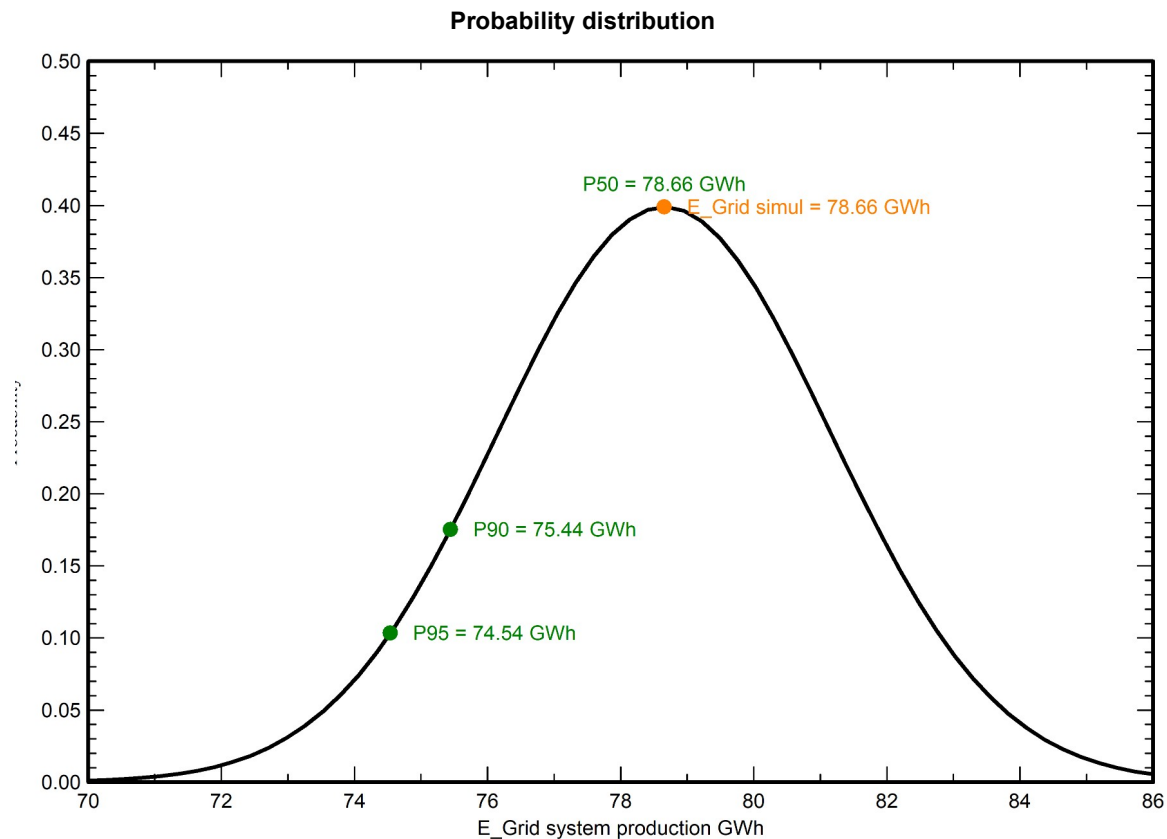
Producibilità annua FVstandard (da PVGIS) $FV_{standard}$

$FV_{agri} / FV_{standard}$

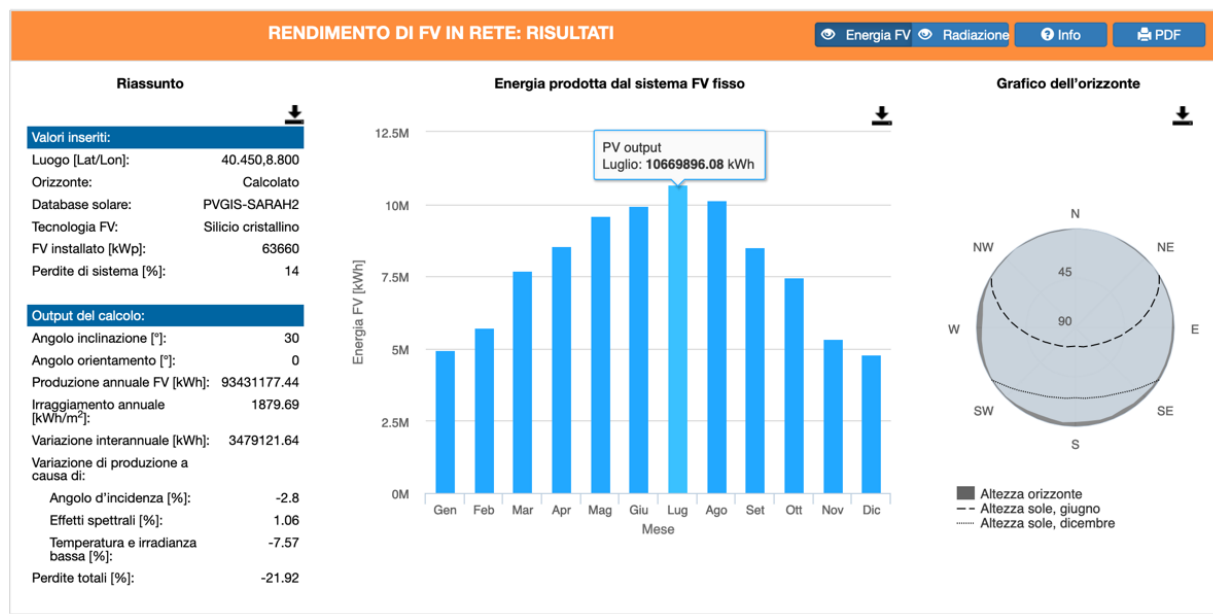
	GWh/anno	GWh/ha/anno
Producibilità annua AgriFV (da PVSyst) FV_{agri}	78,5	2,08
Producibilità annua FVstandard (da PVGIS) $FV_{standard}$	93,4	2,48
$FV_{agri} / FV_{standard}$	OK	0,84

NOTA: per il calcolo della Producibilità standard è stato considerato il worst case della tabella n. 5 delle Linee Guida Densità Potenza = 1MW/ha (riga 3)

Producibilità annua Impianto FVagri (da PVSyst)



Producibilità annua Impianto FVstandard (da PVGIS)



REQUISITO D2:

Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico e la continuità delle attività agricole delle aziende interessate

D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

La superficie non occupata dai pannelli fotovoltaici sarà coltivata in maniera rotativa, mantenendo l'indirizzo produttivo esistente che è di tipo misto, attualmente a prato e pascolo polifita, integrato con sementi di graminacee ad alta produzione e rapida crescita e con miscela di avena, veccia e trifoglio, con investimento a pascolo. Nel caso specifico si prevede di coltivare il terreno conservando e continuando la coltivazione dei seminativi foraggere, che nel loro complessivo, escluse le tare e le pertinenze, per i soli terreni oggetto di intervento, risulterà di circa Ha 43,4.

La fascia di mitigazione perimetrale, che si snoda per una larghezza di 5,00 m dalla recinzione fino al confine catastale, è stata progettata in base a criteri di multifunzionalità, ovvero valutando sia l'aspetto produttivo, facilmente meccanizzabile e di facile manutenzione, sia l'aspetto paesaggistico. È stata valutata la necessità di creare soluzioni di mitigazione dell'impatto visivo attraverso la messa a dimora di essenze autoctone sempreverdi tipiche delle zone agrarie, del contesto paesaggistico di riferimento e che siano di integrazione al reddito annuale delle aziende coinvolte. Le opere di mitigazione prevedono la piantumazione di essenze arboreo-arbustive lungo il perimetro dell'impianto, nel rispetto delle distanze dai confini e dalle strade: una fila di 1311 esemplari di piante di mandorli ubicata a 3 m dal confine catastale, posti all'interdistanza di 5,00 m, incidenti su una superficie di Ha 1.97, e una fila di CORBEZZOLO alternato con la BUDDLEJA DAVIDII, ubicata a 0,5 m dalla recinzione e 1,5 m dalla fila di mandorli, per una superficie perimetrale complessiva di 2,58 ha. Queste piante a cespuglio hanno la duplice funzione mitigativa e di utilizzo mellifero previsto per l'impianto di 100 arnie.

Il monitoraggio in continuo dei terreni avverrà attraverso l'installazione di un tensiometro (o altro sensore per misurare l'umidità del suolo), il quale metterà in evidenza il fatto che il terreno su cui è presente l'impianto trattiene maggiormente l'umidità del terreno rispetto a quello con medesima coltura ma in assenza di strutture che limitino l'evapotraspirazione.

Il sistema AGRIVOLTAICO prevede un sistema di monitoraggio che consente di verificare l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

I dati raccolti dal sistema di monitoraggio presente in campo verranno analizzati e restituiti da una relazione tecnica asseverata da un agronomo con cadenza annuale. Alla relazione saranno allegati, inoltre i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito:

- alle specie annualmente coltivate;
- alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni;
- alle condizioni di crescita delle piante
- alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico 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).

DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati del software PVsyst V7.4.0 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento sita a OVEST del comune di BONORVA (SS) avente latitudine 40,45° N e longitudine 8,80° E, con altitudine media di 340 m s.l.m., i valori medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
59,0	76,2	116,9	175,0	200,4	222,6	238,1	216,1	154,7	100,3	61,6	61,0

System Production

Produced Energy 78656388 kWh/year
Used Energy 1314000 kWh/year

Specific production 1858 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 88.38 %
Solar Fraction SF 47.98 %

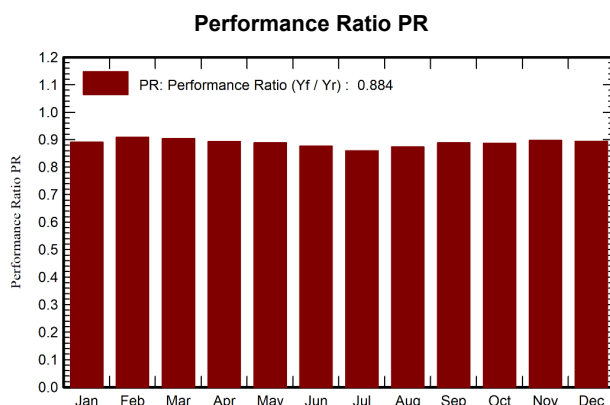
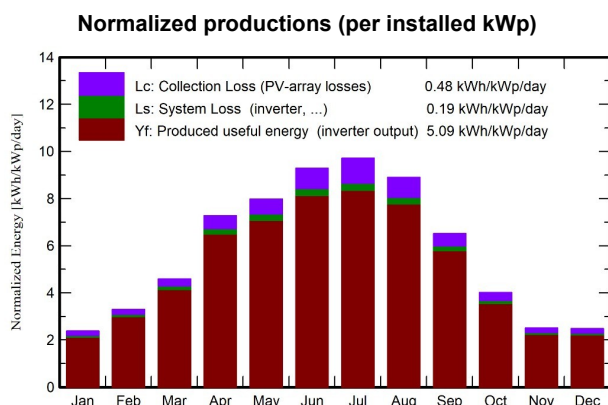


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] e Indice di Rendimento PR

L'irradiazione solare annua sul piano orizzontale è pari a **1 681,80 kWh/m²**, mentre il Performance Ratio (PR) è pari a **0,884 (88,4%)**.

Il Performance Ratio (PR) è il **parametro principale per misurare la resa effettiva media di un impianto fotovoltaico** e indica la **percentuale di energia realmente disponibile** per l'immissione in rete, una volta dedotte le perdite energetiche e l'autoconsumo mediata su un certo periodo di tempo.

Il Performance Ratio PR degli impianti fotovoltaici definisce quindi il **rapporto tra il rendimento effettivo e il rendimento teorico** dell'impianto e si esprime in percentuale: **più il valore del Performance Ratio sarà vicino al 100%**, più efficace sarà il funzionamento dell'impianto.

Un Performance Ratio dell'88,4% indica un impianto di ottima qualità.

FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI

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. Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**. Di seguito il diagramma solare per il comune di BONORVA:

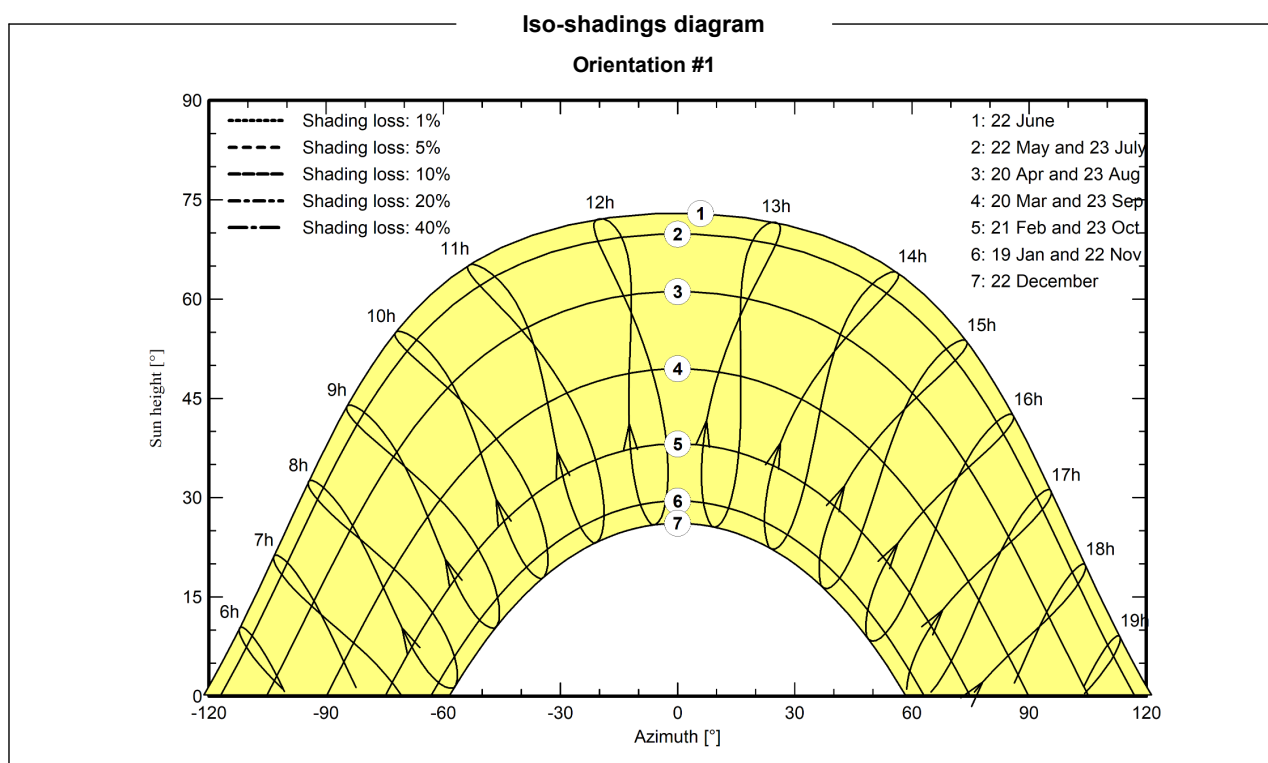


Fig. 2: Diagramma solare

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/TR 11328-1. L'albedo medio annuo è pari a **0,25**.

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.25	0.25	0.25	0.30	0.30	0.25	0.30	0.30

CRITERIO GENERALE DI PROGETTO – PROCEDURE DI CALCOLO

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

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione V7.4.0), software di riferimento per il settore fotovoltaico, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno e degli inseguitori mono-assiali all'interno dei terreni, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

Il generatore fotovoltaico è composto da un lotto che conta complessivamente 3.042 Tracker monoassiali con configurazione 2Px12 con Pitch=8,50 m, ognuno con 2 file di 12 moduli bifacciali monocristallini **JINKO Tiger Neo N-type 72HL4-BDV** di potenza nominale pari a 580 W, per un totale di 73.008 moduli che, in condizioni standard (radiazione 1Kw/mq - 25°C) sviluppano una potenza nominale di picco pari a:

$$P_{tot} = P_{mod} \times N_{mod} = 580 \times 73\,008 = 42\,344,64 \text{ KWp}$$

L'energia generata e fornita in rete elettrica (Pca) 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).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche:

- Perdite per ombreggiamento: ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV. Si evidenzia come i sistemi di inseguimento solare mono-assiale utilizzati per il presente progetto implementino la strategia di inseguimento solare con "back-tracking", in grado di minimizzare tale voce di perdita;
- Perdite per sporcizia sui moduli
- Perdite per ridotto irraggiamento: tale coefficiente di perdite tiene conto dell'inevitabile decadimento di prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a livelli di irraggiamento inferiori rispetto al valore Standard (ovvero 1000 W/m²), in riferimento al quale è determinata l'efficienza nominale del modulo FV riportato nel relativo datasheet;

- Perdite causate dalla temperatura: perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature superiori di 25°C, temperatura Standard di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;
- Perdite per mismatch: ovvero le perdite causate dalle caratteristiche elettriche non perfettamente identiche dei moduli FV;
- Decadimento prestazioni moduli FV: ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite per conversione CC/AC agli inverter
- Perdite elettriche di distribuzione CC – ovvero le perdite sui cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione AC (BT+MT+AT) – ovvero le perdite su tutti i cavi in alternata;
- Perdite ai trasformatori:
- Il consumo dei servizi ausiliari è di circa 150kW - potenza impegnata prevista per i consumi di sistemi ausiliari di cabina, sistemi ausiliari della centrale O&M, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

In realtà bisogna anche tenere conto del guadagno per la luce diffusa attribuibile al modulo bifacciale che è stato scelto. Pari al 5.21% (Global Irradiance on rear side).

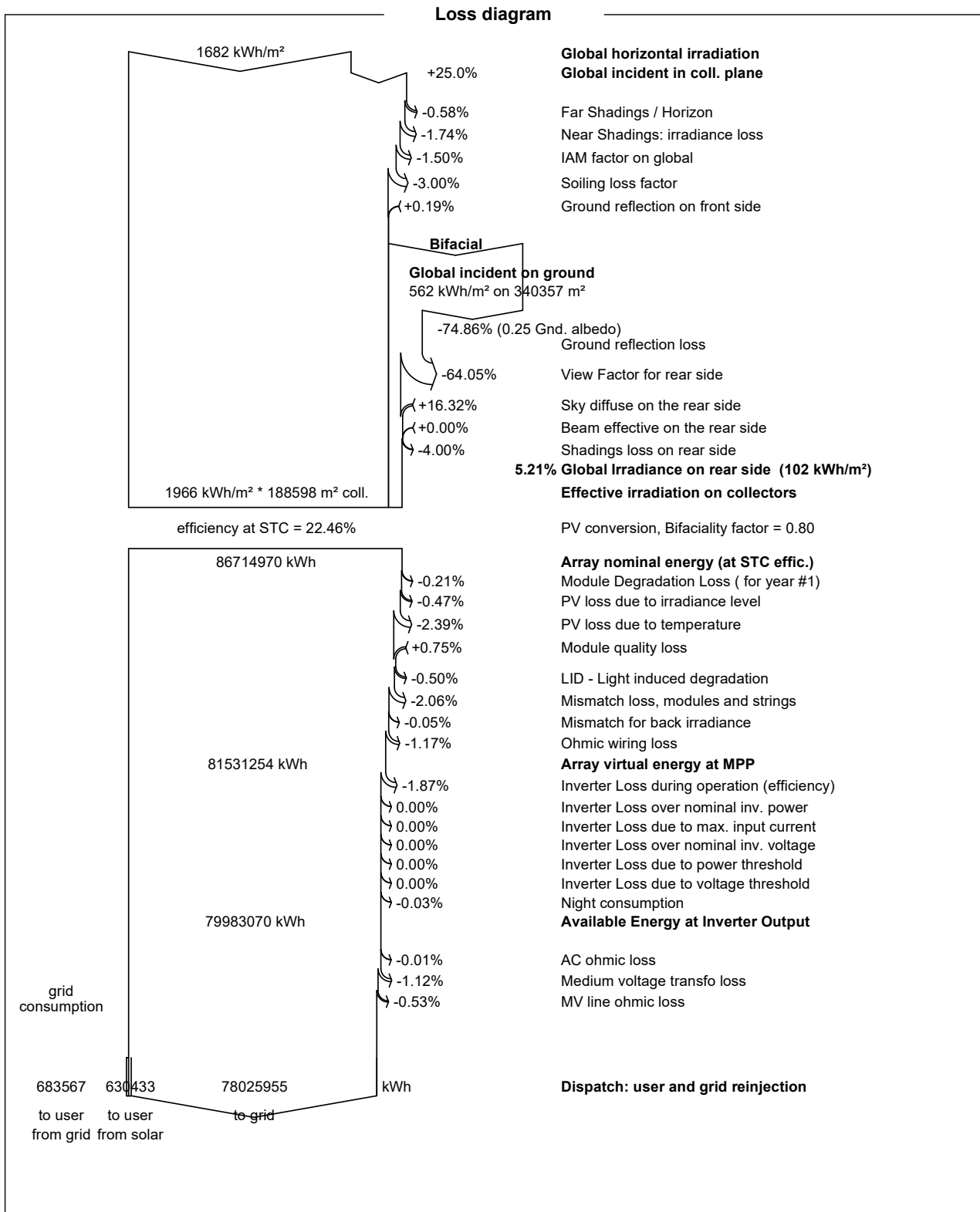


Fig. 3: Perdite

La quantità di energia elettrica producibile viene calcolata sulla base dei dati radiometrici rilevati dalle stazioni di misura PVGIS opportunamente correlate rispetto al sito di installazione. L'efficienza nominale del generatore fotovoltaico è numericamente data, in pratica, dal rapporto tra la potenza

nominale del generatore stesso (espressa in kW) e la relativa superficie (espressa in mq e intesa come somma della superficie dei moduli). Per cui risulta essere pari a:

$\eta_{pv} = P_{tot} / S_{pv}$, dove S_{pv} è la superficie totale del generatore fotovoltaico.

Si definisce superficie totale del generatore fotovoltaico la somma delle superfici dei singoli moduli. Ogni modulo occupa una superficie pari a $S_m = 2278 \text{ mm} \times 1134 \text{ mm} = 2,583 \text{ mq}$. La superficie totale sarà, quindi pari, a:

$S_{pv} = S_m \times N^{\circ} \text{ moduli} = 2,583 \times 73\,008 = 188\,598 \text{ m}^2$ (superficie captante)

Per cui l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico rispetto alle condizioni standard di 1 kW/mq risulta essere pari a circa:

$\eta_{pv} = P_{tot} / S_{pv} = 22,45 \%$

L'energia producibile, in corrente continua, dal generatore fotovoltaico sarà pari al prodotto tra l'energia solare media annuale che arriva alla superficie dei moduli per l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico per la superficie del generatore ovvero:

$E_{cc} = G_m \times \eta_{pv} \times S_{pv} = 1\,873 \text{ KWh/mq} \times 22,45\% \times 188\,598 \text{ mq} = 79\,314 \text{ MWh}$

Al netto dei consumi ausiliari la **producibilità annua di energia immessa in rete** risulta essere di **78,00 GWh**

L'intero impianto godrà di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici hanno di una garanzia di prodotto pari a 12 anni e una garanzia di produzione lineare pari a 30 anni.

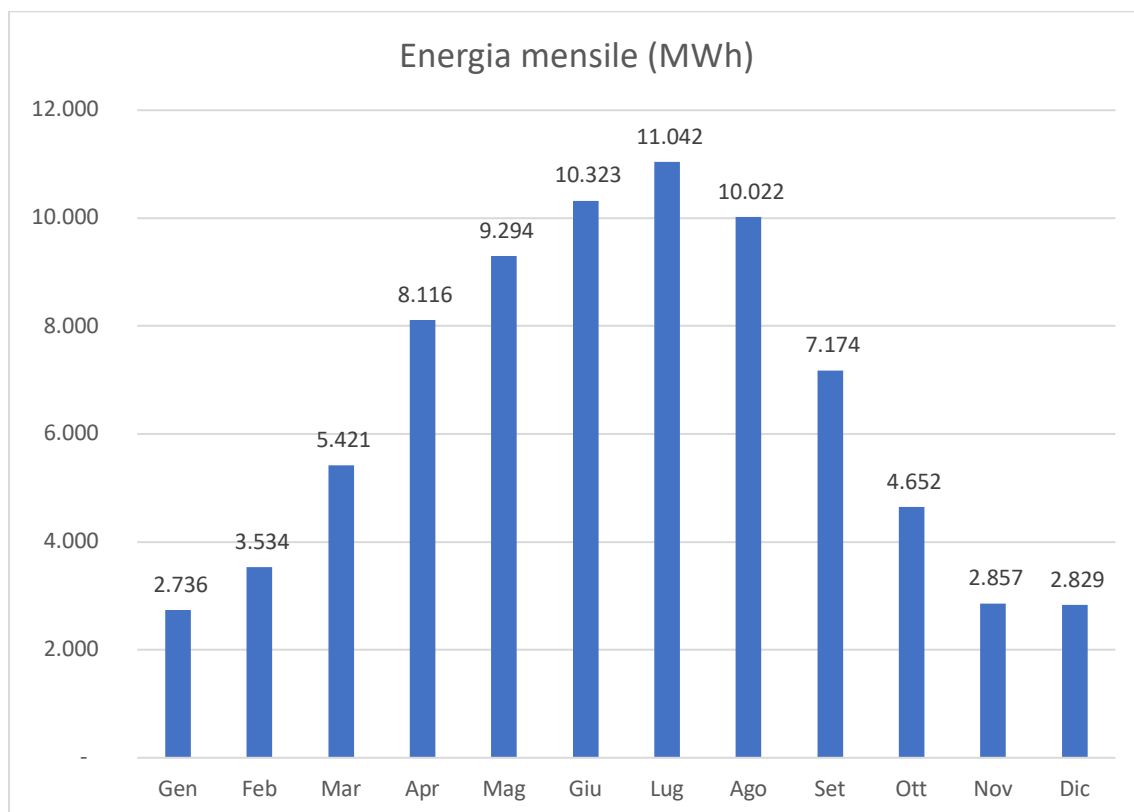


Fig. 4: Energia mensile prodotta dall'impianto

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Nello Studio di Impatto Ambientale sono state effettuate le necessarie valutazioni sulla base della documentazione di analisi e sintesi prodotta. Detta documentazione di analisi e sintesi permette una valutazione sulla completezza tecnica dei temi trattati in relazione alla determinazione degli “impatti chiave”, nonché per la stima degli aspetti qualitativi e quantitativi in gioco.

Il SIA, nella sua fase di valutazione quali-quantitativa è stato impostato sul “controllo attivo”, per cercare di individuare e di minimizzare le prevedibili interferenze negative create dalla realizzazione dell’impianto in oggetto sul sistema paesistico-ambientale locale e per proporre, allo stesso tempo, eventuali miglioramenti dello stesso assetto.

Per l’analisi e la descrizione delle componenti ambientali si è fatto riferimento a quelle maggiormente esposte agli interventi in oggetto. Successivamente si sono analizzati i rapporti fra fattori e singole componenti ambientali, con l’individuazione degli elementi più rappresentativi e la descrizione degli aspetti strutturali e funzionali delle stesse.

Inoltre, si è proceduto ad approfondire gli aspetti ambientali realizzando singole indagini di settore e redigendo le relative cartografie tematiche. Nell’analisi si è posta particolare attenzione a differenziare, caratterizzare e valutare la qualità ambientale in funzione dei livelli di criticità, della vulnerabilità e del degrado ambientale presenti o indotti dall’intervento in progetto, riconoscendo alla fase di mitigazione e/o compensazione ambientale un ruolo migliorativo dello status quo.

Le componenti ambientali prese in esame sono le seguenti:

- Atmosfera
- Suolo
- Sottosuolo
- Ambiente idrico superficiale
- Ambiente idrico sotterraneo
- Vegetazione e sistema agricolo
- Fauna
- Ecosistemi
- Paesaggio
- Salute pubblica

Dai dati ottenuti dai vari rilevamenti in sito e/o fotointerpretati e/o raccolti dalla lettura della documentazione disponibile, si sono elaborate delle carte tematiche di base e derivate, indispensabili per una lettura globale del territorio in studio, nonché per facilitare la valutazione degli impatti indotti.

In sintesi, il Quadro di Riferimento Programmatico è così articolato:

- Inquadramento normativo sulla Valutazione di Impatto Ambientale
- Inquadramento normativo sulla produzione di energia da fonti rinnovabili
- Stato della pianificazione territoriale ed ambientale
- Vincoli, tutele e limitazioni d’uso del territorio
- Coerenza del progetto con la pianificazione territoriale e la vincolistica vigenti

COERENZA del PROGETTO con la PIANIFICAZIONE TERRITORIALE e la VINCOLISTICA VIGENTI

D.Lgs 8 novembre 2021, n. 199 Art. 20 c.8 lett. c-quater)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
L'area di impianto, il cavidotto e la nuova SSE 36/220kV <u>RICADONO</u> in aree idonee	Art. 20 c.8 lett. c-quater)	COERENTE	

Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici pubblicate dal MITE il 27 giugno 2022

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Requisiti A, B, C, D, E	Parte II 2.2	COERENTE	L'impianto di progetto rispetta i requisiti A, B e D2, necessari per la definizione di "Impianto agrivoltaico"

Rete Natura 2000 e aree protette: "Progetto Natura"

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Nessuna interferenza e/o sovrapposizione		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	L'impianto, pur non ricadendo all'interno dei suddetti siti protetti, è in stretta vicinanza ad uno di essi, per questo si è optato per presentare contestualmente all'istanza la V.Inc.A.

Regolamento Regionale 24/2010 "Aree non idonee Impianti FER"

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Il cavidotto ATTRAVERSA il "Riu Mannu" per un breve tratto ricadendo nella fascia di rispetto di 150 m	Art. 142 - data con D.G.R. n. 22/3 del 24 maggio 2006	COERENTE PREVIA ACQUISIZIONE DI PARERE	La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei sono consentiti previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge

Piano regionale di Tutela delle Acque (PTA)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Il Cavidotto ATTRAVERSA un corpo idrico	Art. 24 – NTA PTA	COERENTE	Il corpo idrico verrà attraversato in TOC, non comportando alcuna modificazione al corso d'acqua.

Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (PGRA)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Non vi sono interferenze con il PGRA		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	Il PGRA non pone vincoli normativi ed è finalizzato alla conoscenza delle criticità idrogeologiche.

Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Non vi sono interferenze con il PAI		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	Non sono richiesti ulteriori studi

Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Zona Rurale "IT2010"	D.Lgs. 155/2010	COERENTE	L'impianto in progetto, producendo energia da fonte rinnovabile, concorre alla riduzione delle emissioni in atmosfera di CO ₂ e altri gas serra

Piano Regionale Bonifica delle Aree Inquinare (PRB) – Luglio 2018

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Nessuna interferenza e/o sovrapposizione		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	

Piano Faunistico Venatorio Regionale - PFVR (2018/2023)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Nessuna interferenza e/o sovrapposizione		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	

Piano Urbanistico Provinciale (PUP)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
In riferimento a tale piano, dalle analisi effettuate non risulta alcuna interferenza negativa tra il progetto dell'intervento del parco AGRIVOLTAICO e i dispositivi del PUP/PTC.	Deliberazione del Consiglio Provinciale nr. 18 del 04.05.2006	COERENTE	Si può affermare che esso risulta esso risulta perfettamente coerente per quanto concerne sia i Sistemi di Organizzazione dello spazio – Sistema dei Servizi Energetici e sia i Campi del progetto Ambientale – Campi delle Risorse Energetiche

Piano Regolatore Generale del Comune di Bonorva (SS)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Le Aree di impianto RICADONO INTERAMENTE in zona omogenea "Agricola E5	approvato con Delibera C.C. n° 09 del 5 Marzo 2001	COERENTE	Aree destinate alla produzione agricola. Il progetto dell'impianto agrivoltaico in esame risponde all'obiettivo prioritario di mantenimento della produzione agricola.

**Regio Decreto n.3267/1923 “Riordino e riforma in materia di boschi e terreni montani”
(vincolo idrogeologico)**

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l’area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Nessuna interferenza e/o sovrapposizione		NESSUNA CRITICITA’ PRESENTE	

Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. n.42/2004 e s.m.i.)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l’area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Il Cavidotto ATTRAVERSA un’area individuata come “Bene Paesaggistico – Fiumi, torrenti, acque pubbliche”;	Codice Art. 142, c. 1 lett. c) PPTR Artt. 41-3, 46	COERENTE PREVIA ACQUISIZIONE D I PARERE	Si rimanda al PPR Sardegna

Vincoli Demaniali

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l’area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Nessuna interferenza e/o sovrapposizione		NESSUNA CRITICITA’ PRESENTE	

Vincolo Sismico

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Classificazione del rischio sismico: Sismicità molto bassa		COERENTE	

Distanze dal confine stradale D.Lgs 30 aprile 1992 n. 285 (Nuovo Codice della Strada) DPR 16 dicembre 1992 n. 495 (Regolamento di esecuzione e attuazione del Nuovo CdS)

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Strada vicinale di tipo "F"	Art. 1, 2 D.Lgs 285/1992 Art. 26 DPR 495/1992	COERENTE	

Fasce di rispetto elettrodotti

Area/Elemento sovrapposto o interferente con l'area di INTERVENTO	Riferimento Articolato normativo	Coerenza con la Normativa	Indicazioni e note
Le aree di impianto non sono attraversate da linee elettriche aeree		NESSUNA CRITICITA' PRESENTE	

DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO

PREMESSA

La descrizione del progetto è finalizzata alla conoscenza esaustiva dell'intervento principale e delle opere di connessione e alla descrizione delle caratteristiche fisiche e funzionali dello stesso, delle **fasi di cantiere, di esercizio e di dismissione**.

Sarà fornito il bilancio delle terre e rocce da scavo e gli esiti della loro caratterizzazione e destinazione secondo le indicazioni della normativa vigente.

In riferimento alla fase di **cantiere**, relativa a tutte le lavorazioni previste (opera principale ed opere di connessione), il progetto comprende:

l'individuazione delle aree utilizzate in modo permanente (fase di esercizio) e temporaneo, per le aree occupate dalle attività di cantiere principali (campi-base) e complementari (nuovi tracciati viari necessari per il raggiungimento delle zone operative)

l'indicazione delle operazioni necessarie alla predisposizione delle aree di intervento (movimenti di terra e modifiche alla morfologia del terreno), il fabbisogno del consumo di acqua, di energia, le fonti di approvvigionamento dei materiali, la quantità e tipologia di rifiuti prodotti dalle lavorazioni

la descrizione dettagliata dei tempi di costruzione dell'opera principale e delle opere di connessione, considerando anche la contemporaneità delle lavorazioni nel caso insistano sulle stesse aree; del fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro, in termini quantitativi e qualitativi; dei mezzi e macchinari usati e delle relative caratteristiche; della movimentazione da e per i cantieri, delle modalità di gestione del cantiere, delle misure di sicurezza adottate

il ripristino delle aree a fine lavorazioni.

In riferimento alla fase di **esercizio**, che si conclude alla fine della fornitura dei servizi o dei beni per la quale è stata progettata ed è successiva alla fine di ogni attività connessa alla costruzione dell'opera, compreso il collaudo, il progetto comprende:

l'indicazione della durata di esercizio dell'intervento principale e delle opere di connessione (vita utile dell'opera stimata in circa 30 anni)

la quantificazione dei fabbisogni di energia e delle risorse naturali eventualmente necessari e per il processo produttivo

la descrizione di interventi manutentivi richiesti per il corretto funzionamento delle opere, tempi necessari, frequenza degli interventi, eventuali fabbisogni di energia e di risorse naturali non già necessari per il suo normale esercizio, eventuali rifiuti ed emissioni diversi, in termini qualitativi e quantitativi, rispetto all'esercizio.

La fase di **dismissione**, parziale o totale dell'opera, comprende tutte le necessarie attività di cantiere per la demolizione o smantellamento delle singole componenti strutturali, finalizzate al ripristino ambientale dell'area. Sono descritte le modalità di smaltimento e/o di riutilizzo e/o di recupero dei materiali di risulta e/o dei componenti dell'opera.

TABELLA RIEPILOGATIVA DATI TECNICI DELL'IMPIANTO**Dati tecnici impianto:**

- Superficie catastale acquisita in DDS: 63,6611 ha
- Superficie totale al netto delle tare agricole: 60,0985 ha
- Superficie agricola: 43,3597 ha (72,15%)
- Viabilità interna al campo 26.833 mq
- Moduli FV (superficie netta captante) 188.598 mq
- Aree perimetrali: mitigazione a verde 25.800 mq
- Recinzione 6.720 m
- Potenza complessiva: 42.344,64 kWp
- Produzione annua stimata: 78.000 MWh (per il primo anno)
- Modalità di connessione: trifase AT 36kV
- Lotti/Campi: 1
- Sottocampi: 8
- N° Tracker 2Px12: 3.042
- N° Moduli FV: 73.008
- Orientamento Tracker: nord-sud
- Orientamento moduli: est-ovest
- Inclinazione moduli: variabile fino a $\pm 55^\circ$
- Locali tecnici impianto FV:
 - 16 cabine di campo accoppiate, ognuna configurata con SMA MW POWER STATION 2500 con inverter e trasformatori BT-AT da 2.500 kVA - Dimensioni: 6,058x2,591x2,438 m
 - 1 Control room: Dimensioni: 3,25x2,50x2,70 m
 - 1 Cabine di consegna: Dimensioni: 6,00x2,50x3,10cm
 - 15 Container Deposito-Magazzino: Dimensioni 12,12x2,44x2,59 m
- Volumi da autorizzare Impianto FV: 1.830 mc
- Accessi: 3
- Tipologia celle: silicio monocristallino bifacciali
- Potenza moduli: 580 Wp bifacciali - JINKO modello Tiger Neo N-Type 72HL4-BDV
- Interasse pali di sostegno dei Tracker (PITCH): 8,50 m
- Distanza minima tra le file (moduli in posizione orizzontale) = 3,80 m
- Altezza minima da terra: 0,67 m - Altezza massima da terra: 4,55 m (tilt= $\pm 55^\circ$)

- Altezza da terra dei moduli in posizione orizzontale = fino a 2,70 m
- Ancoraggio a terra: pali in acciaio zincato infissi direttamente nel terreno senza fondazioni o plinti
- Durata dell'impianto: 30 anni
- Rendimento: 99% nel 1° anno, 87,40% al 30° anno

Dati tecnici recinzione, strade interne, illuminazione e videosorveglianza:

- Tipologia Recinzione: rete metallica plastificata verde
- Dimensioni: h=2 m fuori terra con fascia aperta di 30 cm per il passaggio degli animali
- Cancelli di ingresso: Larghezza 6 m
- Ancoraggio: pali di acciaio a T infissi nel terreno con fondazione in cls cilindrica diam 30 cm profondità 50 cm
- Strade: larghezza 4 m con 1 m di franco per lato per il passaggio dei cavidotti, realizzate in materiale arido proveniente da cava compattato, spessore di circa 50 cm
- Illuminazione e videosorveglianza puntuale: 1 palo h= 5,50 m (5,00 f.t.) con corpo illuminante a led e telecamera DOME, attivata da sistema intrusione/allarme
- Allarme: rilevatori volumetrici collegati con le luci e videocamere sorveglianza

Connessione Rete Nazionale:

- La STMG emessa da TERNA prevede che l'impianto agrivoltaico oggetto della presente relazione venga collegato in antenna a 36kV sulla sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica della RTN a 220/36 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV “Codrongianos – Ottana”, che è previsto nel Comune di Bonorva (SS), al Foglio 9 Particelle 3 e 11, in località MORETTE, ad un'altitudine media di circa 350 slm, Latitudine 40,470278° N - Longitudine 8,827778° E.
- Elettrodotto AT 36kV di connessione cabina di consegna “CC” – Nuova SE Terna 36/220 kV - lunghezza 4,5 km

COMPONENTI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

GENERATORE FOTOVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico “BONORVA S'ENA 'E SUNIGO” ha una potenza di picco in DC di 42.344,64 kWp ed è costituito da un lotto ricadente nel Comune di BONORVA (SS).

TABELLA RIEPILOGATIVA IMPIANTO "SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO"											
DESCRIZIONE	COMUNE	SUPERFICIE CATASTALE (Ettari)	Numero Tracker	Numero Pannelli	SUPERFICIE CAPTANTE (mq)	SUPERFICIE RECINTATA (Ettari)	LUNGHEZZA RECINZIONE (m)	LUNGHEZZA STRADE DI SERVIZIO (m)	SUPERFICIE STRADE DI SERVIZIO (mq)	SUPERFICIE FASCIA MITIGAZIONE PERIMETRALE (mq)	Numero di ACCESSI
			2x12								
IMPIANTO AFV	BONORVA (SS)	63,6611	3.042	73.008	188.598	58,17	6.720	6.708	26.833	25.800	3
DESCRIZIONE	COMUNE	TRATTA	Viabilità Pubblica	STRADA	FOGLIO/Part.Ile	Lunghezza Tratta (m)					
CAVIDOTTO DI CONNESSIONE con la RTN 36kV	BONORVA (SS)	1	SI	SP83	n.a.	4.500					
NUOVA SE TERNA 220/36 kV	BONORVA (SS)				F.9 - P.IIe 3, 11						

Il **generatore fotovoltaico** sarà realizzato su strutture in acciaio ad asse orizzontale direzione Nord-Sud a sistema ad inseguimento solare (TRACKER), auto configurante, con GPS integrato e controllo da remoto in tempo reale, comandate da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico.

Su ogni Tracker saranno montati 24 moduli fotovoltaici distribuiti su due file da 12.

Ogni Tracker costituirà 1 stringa elettrica.

L'interasse tra i Tracker in direzione Est-Ovest è di 8,50 m (PITCH = 8,50 m). La distanza minima tra le file (moduli in posizione orizzontale) è di 3,80 m.

I componenti principali dell'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica oggetto della presente relazione tecnico- descrittiva sono:

- n. 3.042 Tracker monoassiali configurazione 2P12 Pitch=8,50 m
- n. 73.008 moduli FV monocr. bifacciali JINKO Tiger Neo N-Type 72HL4-BDV da 580 Wp;
- n. 16 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica, ognuna delle quali equipaggiata con una POWER STATION SMA con 1 inverter e 1 trasformatore da 2500 kW;
- n. 1 control room;
- n. 1 cabina di consegna;
- n. 15 container deposito/magazzino;
- rete elettrica interna a 1500 Vdc tra i moduli fotovoltaici e gli inverter centralizzati
- rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento in entra-esce tra le varie cabine di trasformazione con la cabina di consegna e monitoraggio;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, illuminazione, forza motrice, ecc...);
- rete elettrica esterna a 36 kV dalla cabina di consegna allo stallo a 36kV della SE Terna;
- rete di trasmissione dati interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico

STRUTTURE DI SOSTEGNO - TRACKER

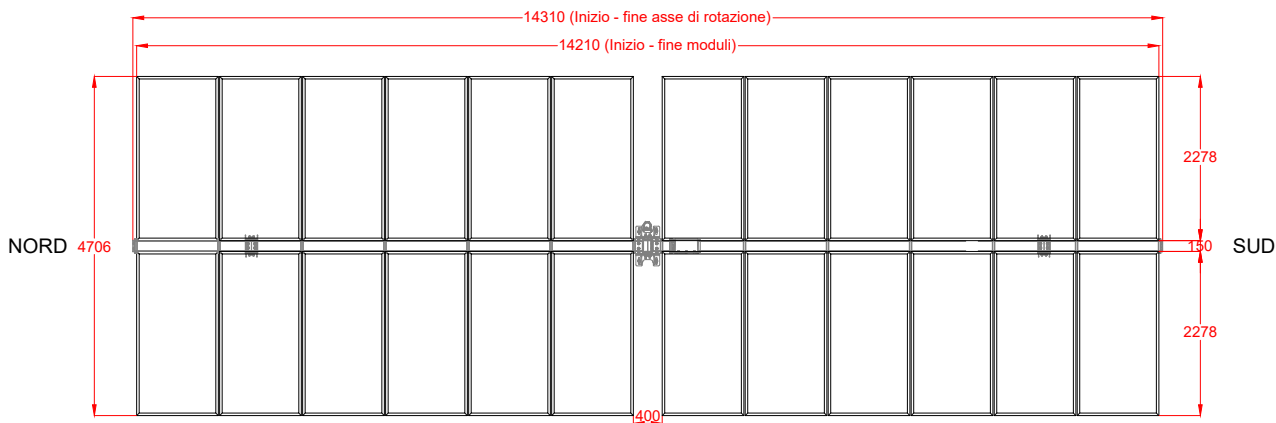
I moduli fotovoltaici sono installati su Tracker monoassiali, strutture di sostegno in acciaio zincato costituite da una trave principale montata su pilastri in profilo HEB infissi a terra a mezzo macchina battipalo, senza necessità di fondazioni.

L'inseguitore monoassiale utilizza una tecnologia elettromeccanica comandata da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la migliore angolazione.

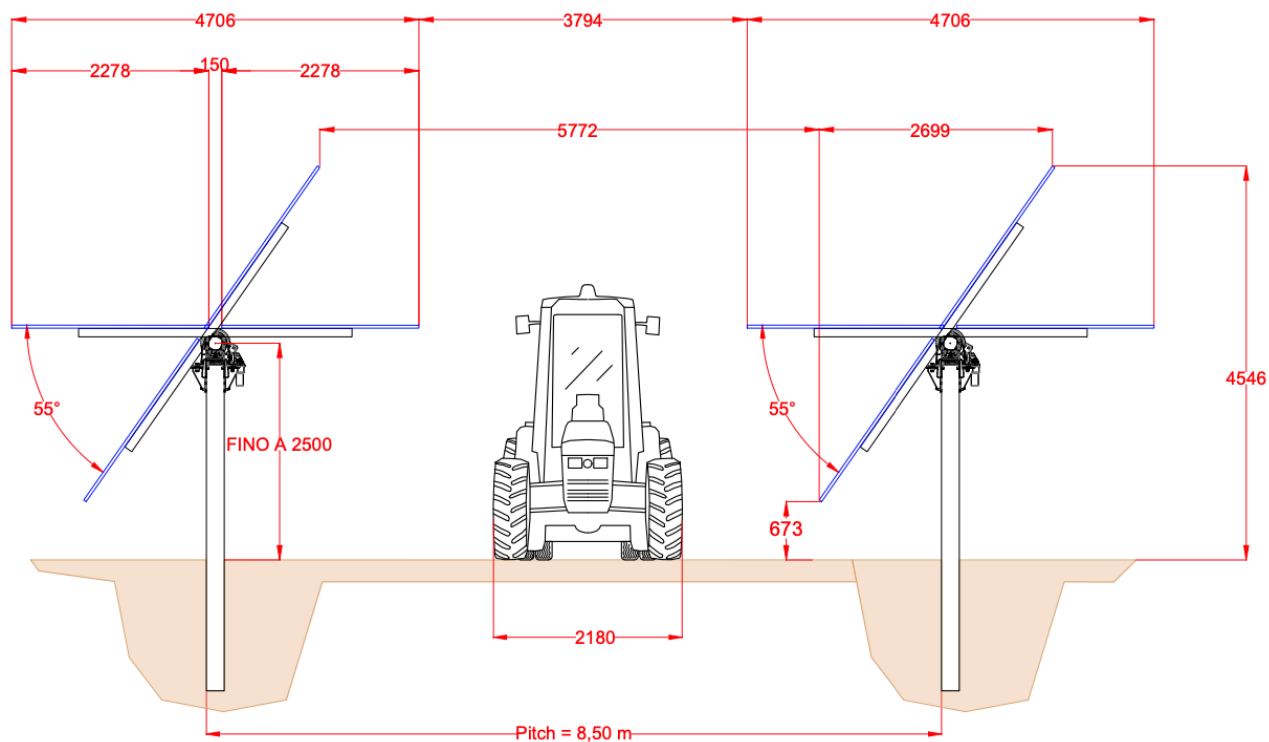
La configurazione scelta è 2Px12, con due file da 12 moduli in direzione Nord-Sud, che sviluppano una lunghezza del Tracker di 14,21 m. L'interasse tra i sostegni dei tracker in direzione E-O è di 8,50 m (PITCH = 8,50 m). Le stringhe elettriche sono da 24 moduli, pertanto ogni tracker forma 1 stringa.

TRACKER IN POSIZIONE ORIZZONTALE (Angolo Tilt=0°)
CONFIGURAZIONE 2x12

Pianta - Scala 1:50



L'altezza di infissione nel suolo sarà calcolata in funzione delle caratteristiche geotecniche.
I moduli ruotano in direzione Est-Ovest fino a $\pm 55^\circ$.



MODULI FOTOVOLTAICI

N° MODULI FOTOVOLTAICI: 73.008

I moduli scelti per il progetto sono di marca JINKO modello Tiger Neo N-Type 72HL4-BDV, bifacciali in silicio monocristallino, 72 celle, della potenza di 580 W, dimensioni 2278x1134x30 mm, peso 32,0 kg, con le seguenti caratteristiche tecniche:

DATI ELETTRICI (NOCT)

	JKM580N-72HL4-BDV
Potenza nominale (Pnom)	580 W
Tolleranza di Potenza	0/+3 W
Efficienza media del modulo	22,45%
Tensione al punto di massima potenza (Vmpp)	42,59 V
Corrente al punto di massima potenza (Impp)	13,62 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	51,47 V
Corrente di cortocircuito (Isc)	14,37 A
Tensione massima del sistema	1500 V DC (IEC)
Corrente massima del fusibile	30 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-0,25% / °C
Coeff. temp. corrente	-0,045% / °C

TEST E CERTIFICAZIONI

Test standard	Resistenza al fuoco CLASSE C (IEC 61730)
Test di Qualità	ISO9001:2015 – ISO14001:2015 – ISO45001:2018
Test dell’ammoniaca	IEC 62716
Bifaccialità	IEC 61215

CONDIZIONI OPERATIVE E DATI MECCANICI

Temperatura	-40°C / +85°C
Certificato al fuoco	Classe A
Celle solari	144 (2x72) celle monocristalline N type 182 mm di ultima generazione
Vetro frontale	Vetro con rivestim. antiriflesso 2 mm
Vetro posteriore	Vetro rinforzato a caldo 2 mm
Scatola di giunzione	IP68
Peso	32,0 kg
Carico massimo	Vento: 2400Pa, Neve: 5400Pa
Cornice	Alluminio anodizzato 30mm

GARANZIE

Garanzia lineare	30 anni
Degradazione 1° anno	1%
Attenuazione annuale	0,40%

CABINE DI CAMPO POWER STATION CON INVERTER E TRASFORMATORI BT/AT

Saranno realizzate n. 16 cabine elettriche prefabbricate di conversione e trasformazione, complete di inverter, trasformatori AT/BT e quadri di alta tensione, e posate su una base di materiale stabilizzato.

La scelta progettuale è ricaduta sul modulo proposto dalla SMA, consistente in una MW POWER STATION 2500 con inverter SUNNY CENTRAL 2500-EV e trasformatori BT-AT da 2.500 kVA

Dimensioni delle cabine di campo: 6,058x2,591x2,438 m

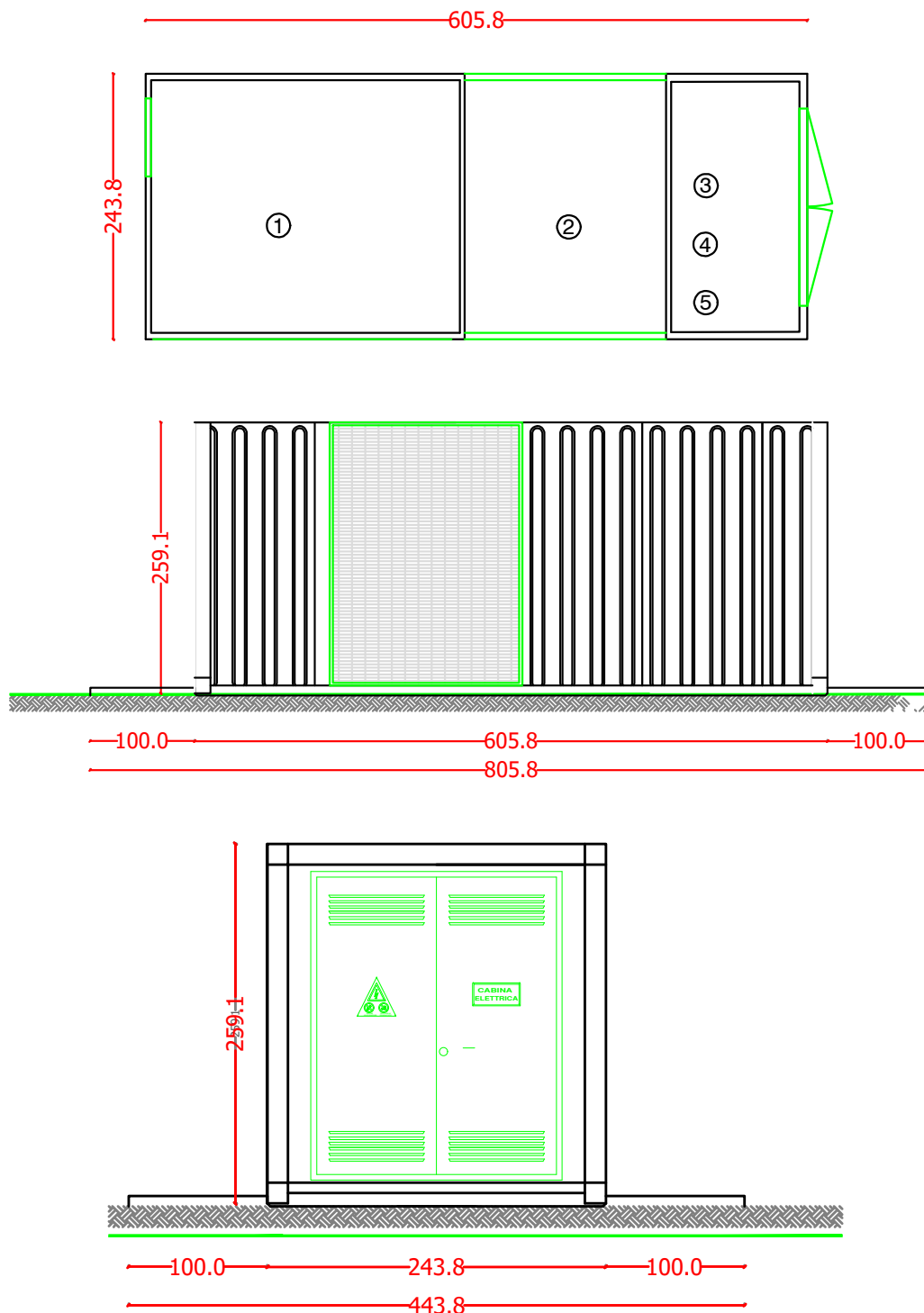
MV POWER STATION
2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000



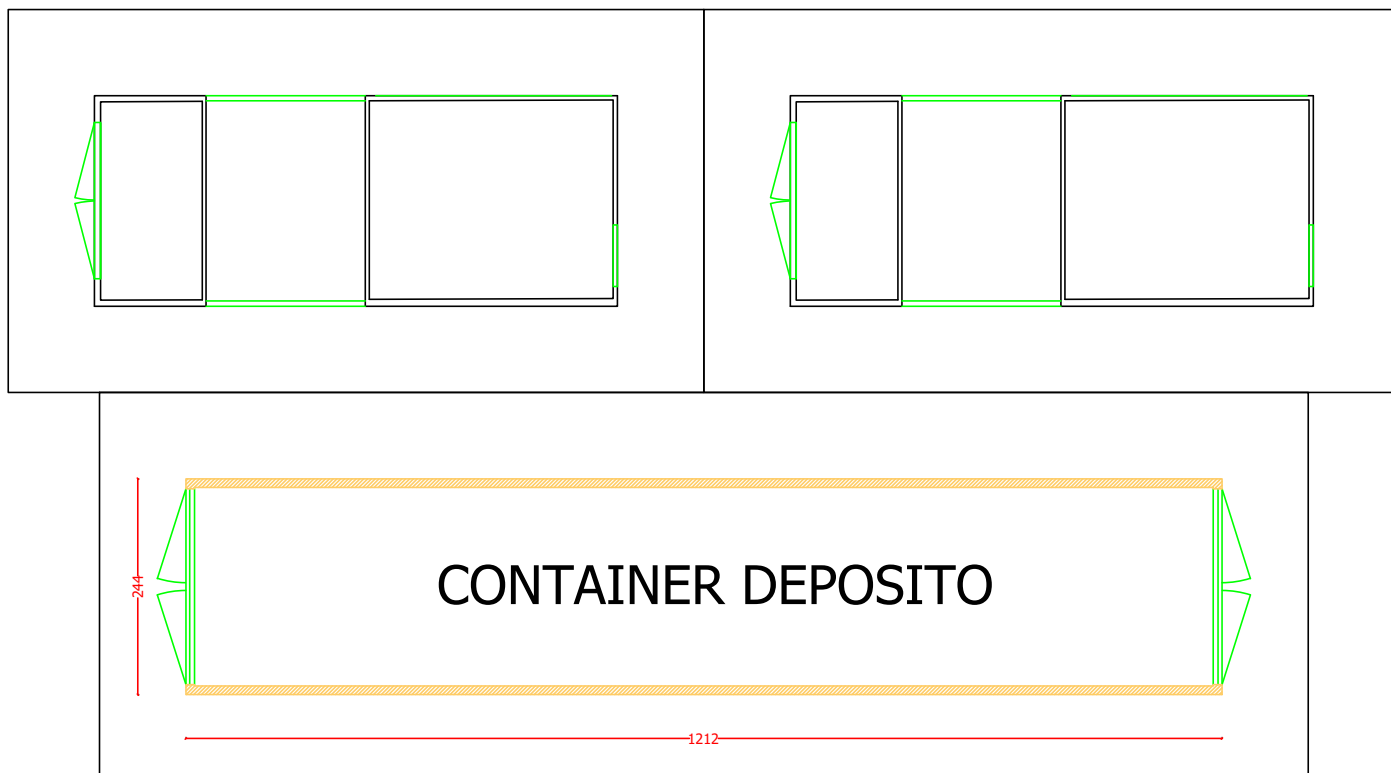
Ogni inverter è collegato a 6 string box che raccolgono mediamente 190/191 stringhe da 24 moduli cadauna. Gli inverter convertiranno l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici da corrente continua in corrente alternata, che successivamente sarà trasformata da bassa a alta tensione attraverso appositi trasformatori AT/BT.

Le fondazioni su cui vengono alloggiare le cabine saranno realizzate in cls armato con un piano di posa in materiale stabilizzato di circa 10 cm, in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento. La fondazione in cls avrà una profondità di 60 cm. È previsto un marciapiede in cls intorno alla cabina, largo circa 1 m

Le cabine saranno suddivise in tre vani: il vano inverter (1), il vano trasformatore AT/BT (2), il vano quadri, UPS e trasformatori ausiliari (3, 4 e 5).



Le cabine di trasformazione saranno accoppiate per convertire e trasformare l'energia raccolta dagli 8 sottocampi da circa 5 MW in cui è suddiviso l'impianto, e abbinati con un container marino da 40" da utilizzarsi come deposito.



L'energia prodotta dagli inverter in bassa tensione trifase ad 800V deve essere innalzata alla tensione di consegna 36kV definita AT dal codice di rete. A tale compito provvedono i trasformatori in resina BT/AT che saranno installati, all'interno di ogni cabina prefabbricata di trasformazione, nel vano dedicato.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, uscente dalle cabine di trasformazione, sarà trasmessa alla cabina di consegna.

Sono previsti 16 trasformatori elevatori da 2.500 kVA, 1 per ogni cabina di campo, aventi le caratteristiche indicate nella seguente scheda tecnica:

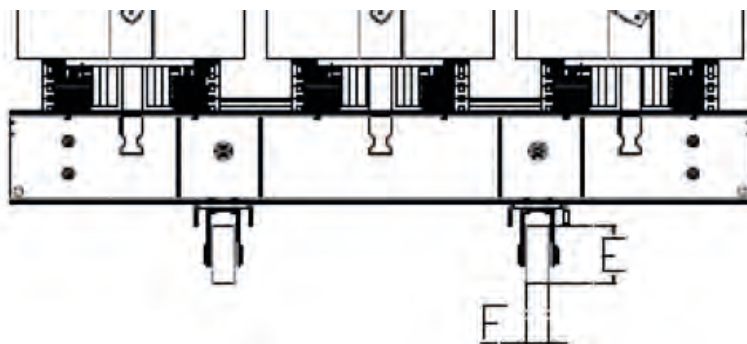
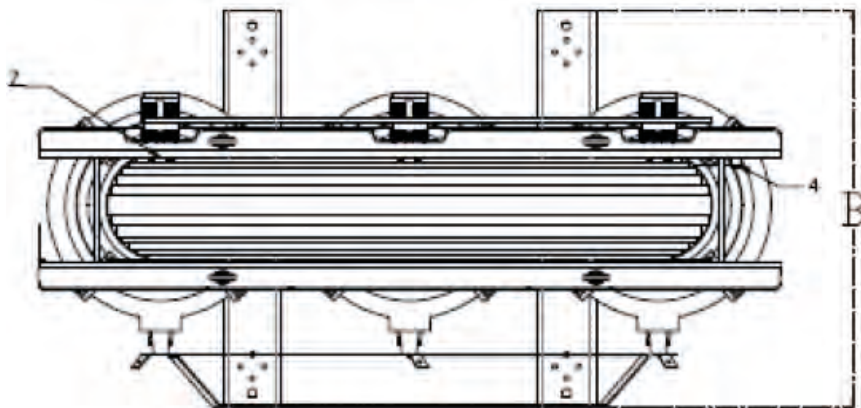
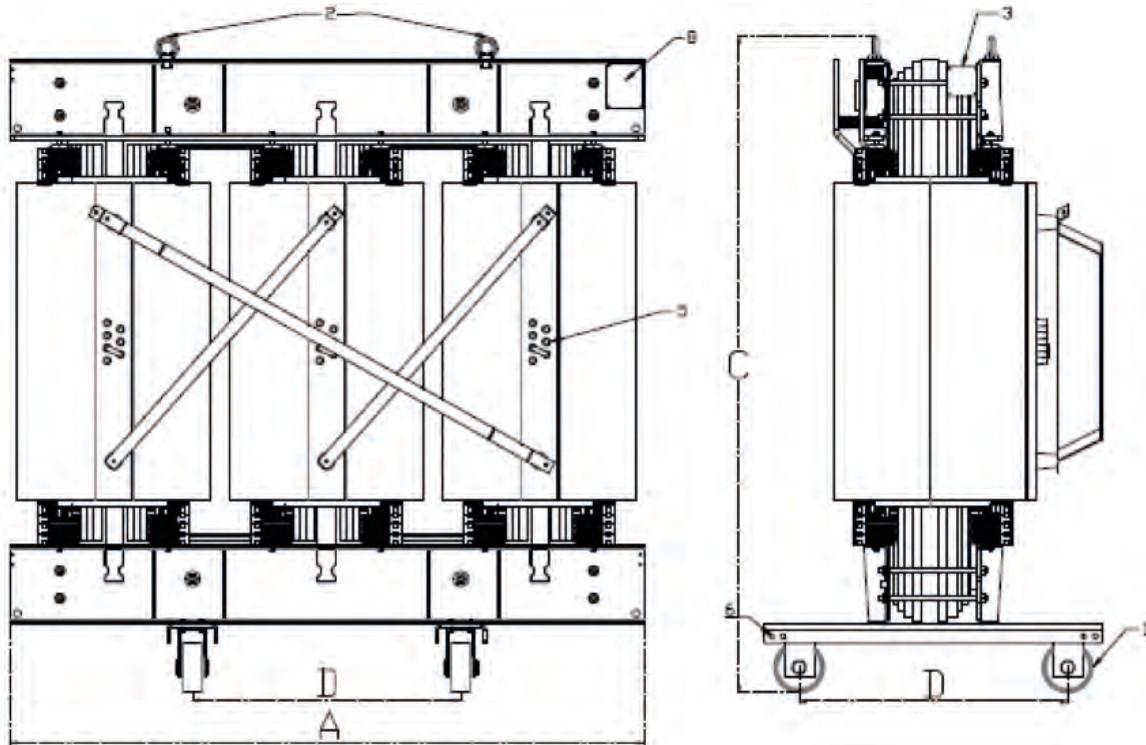
CARATTERISTICHE TECNICHE

Trasformatori in resina prodotti in conformità al Reg.548/2014 (Tier 1) della direttiva EU Ecodesign

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
72 - 12	250	520	3800	6	59	1260	750	1260	520	125	40	1090
	400	750	5500	6	61	1370	950	1360	670	160	50	1370
	630	1100	7600	6	63	1440	950	1540	670	160	50	1790
	800	1300	8000	6	64	1530	1100	1620	670	160	50	2220
	1000	1550	9000	6	65	1610	1100	1640	820	160	50	2550
	1250	1800	11000	6	67	1650	1100	1740	820	160	50	2950
	1600	2200	13000	6	68	1760	1100	1850	820	160	50	3560
	2000	2600	16000	6	72	1820	1200	2190	1070	200	70	4360
	2500	3100	19000	6	73	1930	1200	2300	1070	200	70	5230
	3150	3800	22000	6	76	2030	1200	2280	1070	200	70	5770

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B [mm]	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
17,5 - 24	250	520	3800	6	59	1460	750	1380	520	125	40	1470
	400	750	5500	6	61	1440	950	1640	670	160	50	1730
	630	1100	7600	6	63	1520	950	1640	670	160	50	2.050
	800	1300	8000	6	64	1590	1100	1800	670	160	50	2620
	1000	1550	9000	6	65	1740	1100	1770	820	160	50	2980
	1250	1800	11000	6	67	1770	1100	1860	820	160	50	3440
	1600	2200	13000	6	68	1800	1100	2070	820	160	50	3950
	2000	2600	16000	6	72	1860	1200	2200	1070	200	70	4520
	2500	3100	19000	6	73	2020	1200	2220	1070	200	70	5310
	3150	3800	22000	6	76	2100	1200	2320	1070	200	70	6100

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	598	4180	6	59	1550	750	1800	520	125	40	1960
	400	825	6.050	6	61	1610	950	1840	670	160	50	2280
	630	1265	8360	6	63	1640	950	1970	670	160	50	2550
	800	1495	8800	6	64	1720	1100	2010	670	160	50	3070
	1000	1782	9900	6	65	1770	1100	2060	820	160	50	3440
	1250	2070	12100	6	67	1850	1100	2120	820	160	50	3940
	1600	2530	14300	6	68	1900	1100	2270	820	160	50	4.500
	2000	2990	17600	6	72	2000	1200	2380	1070	200	70	5290
	2500	3565	20900	6	73	2090	1200	2520	1070	200	70	6230
	3150	4370	24200	6	76	2260	1200	2530	1070	200	70	7610



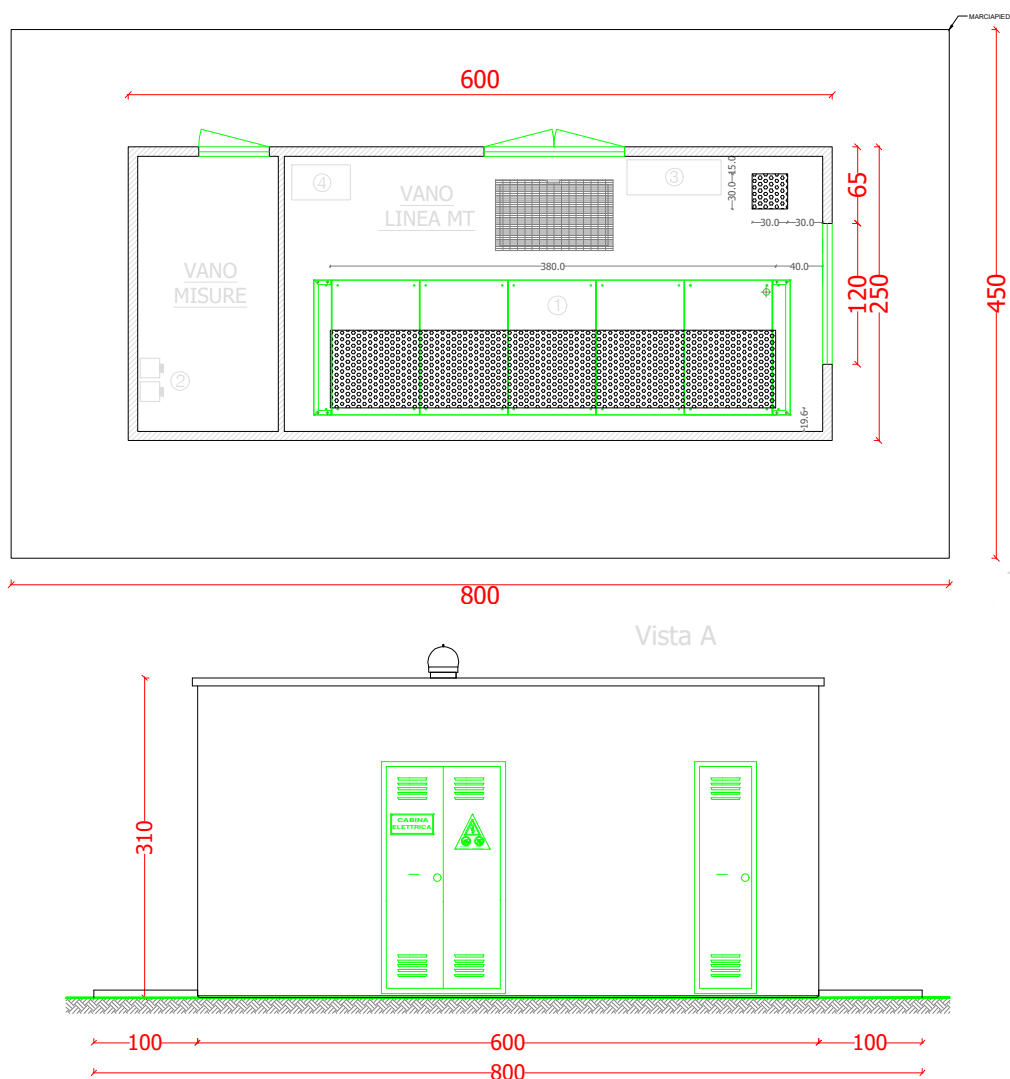
CABINA DI CONSEGNA "CC"

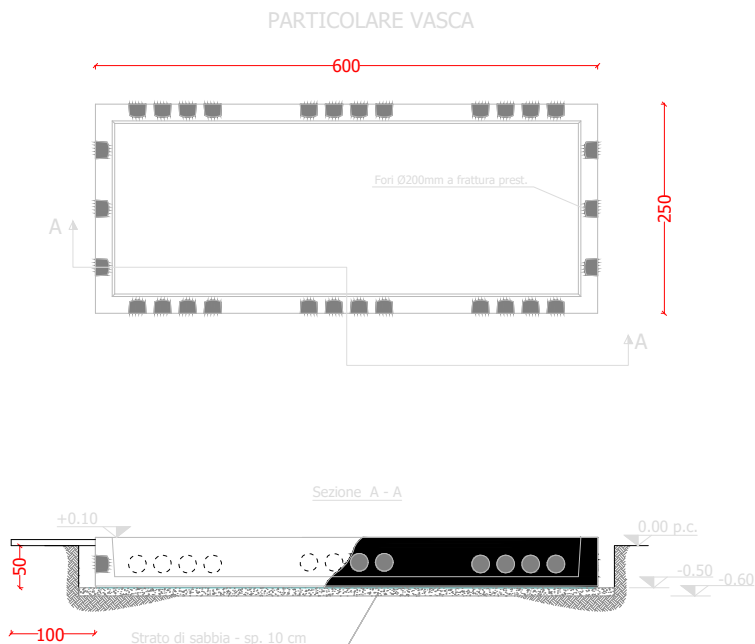
La Cabina di Consegna "CC" ubicata nell'area sud ospiterà il Quadro AT a 36kV che raccoglie l'energia proveniente dalle cabine di campo e la rinvia alla Sottostazione SE Terna 36/220 kV per la connessione alla RTN.

Si tratta di una cabina prefabbricata delle dimensioni: 600x250x310 cm.

È previsto un marciapiede in cls intorno alla cabina, largo circa 1 m

La fondazione su cui viene alloggiata la cabina sarà del tipo a vasca in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento, la vasca ha le stesse dimensioni della cabina e una profondità di 60 cm, appoggiata su uno strato di sabbia compattata di 10 cm.





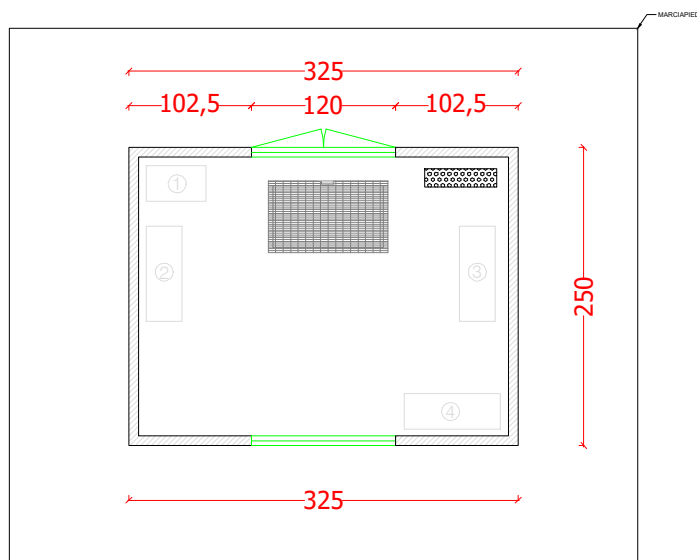
CONTROL ROOM e SISTEMA DI MONITORAGGIO IMPIANTO

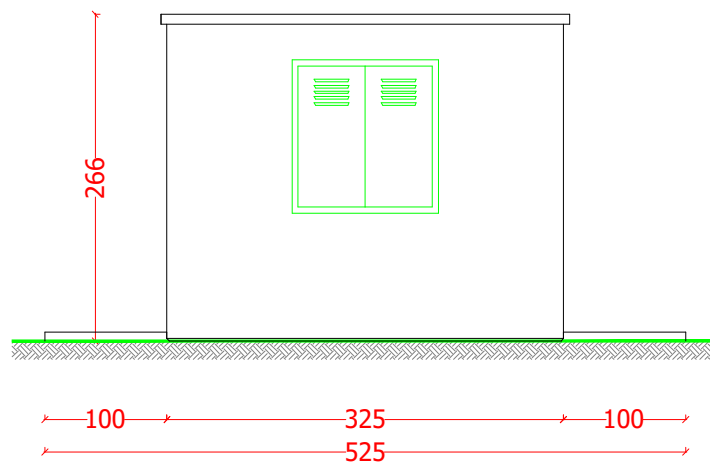
L'impianto prevede una cabina prefabbricata Control Room, con funzione di ufficio per il monitoraggio dell'impianto, alla quale confluiranno i dati che verranno acquisiti da ciascuna cabina di campo compresi eventuali allarmi.

Si tratta di una cabina prefabbricata delle dimensioni: 325x250x270 cm

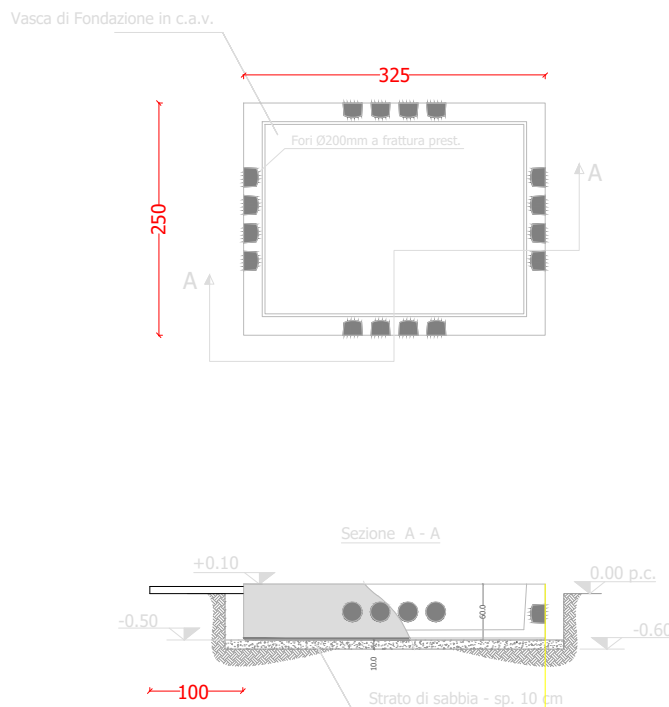
È previsto un marciapiede in cls intorno alla cabina, largo circa 1 m

La fondazione su cui viene alloggiata la cabina sarà del tipo a vasca in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento, la vasca ha le stesse dimensioni della cabina e una profondità di 60 cm, appoggiata su uno strato di sabbia compattata di 10 cm.





PARTICOLARE VASCA



L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un sistema di gestione, controllo e monitoraggio, provvisto di un'interfaccia su PC, che sarà installato in un apposito vano della cabina di monitoraggio e sarà collegato agli impianti di videosorveglianza, illuminazione, antintrusione, FM e illuminazione cabina di controllo.

Verrà installato un sistema di supervisione che interconetterà in una rete LAN a fibra ottica tutte le installazioni significative del sistema. Il computer principale risiederà nella cabina di trasformazione e sarà alimentato mediante UPS atto a consentirne la marcia anche in assenza del collegamento con TERNA. Il livello di backup caldo sarà 100%.

Tale unità avrà varie funzioni, da quelle più elementari di semplice supervisione e memorizzazione di tutti gli eventi significativi, a quelle di gestione in tempo reale del coordinamento delle protezioni elettriche diffuse in tutti i quadri dell'impianto ai vari livelli di tensione (150, 36, 1, 0,4, kVca, 110 Vcc) e per varie funzioni.

Tutte le postazioni del sistema remote saranno dotate di una unità periferica del sistema, e la disponibilità di fibre ottiche consentirà anche collegamenti interfonici.

Il sistema potrà quindi raggruppare ed analizzare in modo critico e programmabile i dati statistici sulle macchine, eventi ed affaticamento delle macchine stesse, redigendone report mirati, al fine di consentire una programmazione mirata della manutenzione.

Esso sarà inoltre configurato per essere interfacciato con unità esterne quali ad esempio il sistema di monitoraggio della qualità energetica, le stazioni meteorologiche, sistemi di previsione meteo ecc.

Il sistema sarà dotato di unità videoterminale con pagine sinottiche della rete elettrica, riportante le apparecchiature della cabina, comandi e segnali di stato, pronto ed allarme per tutti gli organi significativi del sistema.

L'intero apparato di monitoraggio, supervisione, controllo e protezioni elettriche sarà in tecnologia digitale, conforme al Cod. di Rete TERNA All. 3 cap. 11.11, ed ai documenti tecnici in esso prescritti quali riferimenti. In particolare si fa riferimento alla specifica TERNA DRRPX04038 "Specificazione funzionale di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV"

A tale sistema, è infatti affidata la selettività logica delle protezioni, attraverso la localizzazione del guasto e l'inibizione di tutte quelle protezioni che, pur sentendo il guasto, non ne sono direttamente interessate.

Per il sistema di supervisione saranno impiegate solo apparecchiature ampiamente collaudate sull'applicazione specifica supervisore di rete DASA, SEPAM o equivalenti.

Il telecontrollo sarà di tipo "sintetico", cioè a comandi di sequenze, ed applicato sia al controllo remoto che al controllo locale di sottostazione.

Il sistema di monitoraggio dialogherà in fibra ottica con il supervisore del parco fotovoltaico e cabina di trasformazione, mentre per il telecontrollo sarà interconnesso con la rete TERNA con un sistema ad onde convogliate sulla linea a 36 kV mediante bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento secondo C.d.R., All.3 cap.11.1.9.

CONTAINER DEPOSITO/MAGAZZINO

All'interno del campo saranno alloggiati n. 15 container marini 40', dimensioni 12,12x2,44x2,59 m, con la funzione di deposito per i componenti di ricambio, di cui 8 in corrispondenza delle cabine di trasformazione, e altri 7 in uno spicchio della part 45 al foglio 17 che non è utilizzata per lo sviluppo dell'impianto.

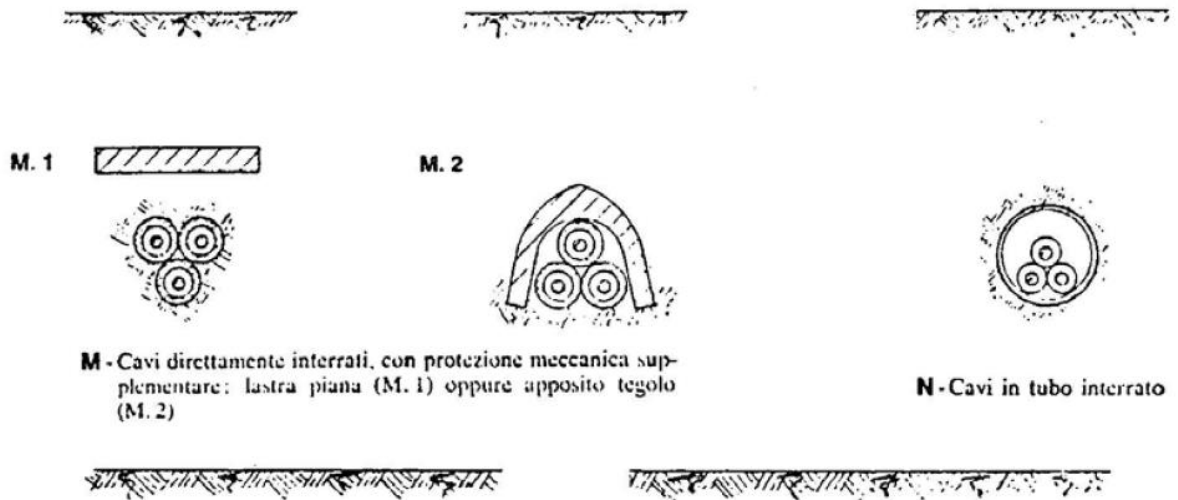
SEZIONE della RETE ELETTRICA in BT – CAVI BT

I cavi in BT sono i cavi operanti in corrente continua 1500V tra i moduli e gli inverter ed i cavi operanti in corrente alternata trifase 800V tra gli inverter ed i quadri di campo afferenti ai trafo bt/AT 0,8/36kV .

I cavi utilizzati per la corrente continua sono del tipo unipolare FG21M21 di sezione 1x10mmq.

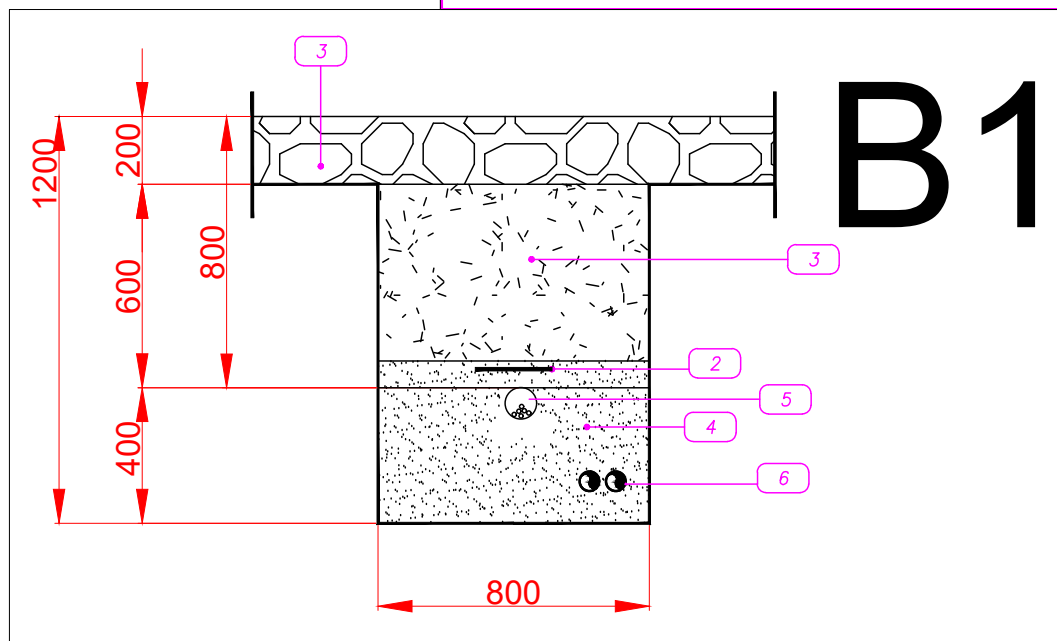
I cavi utilizzati per la corrente alternata sono del tipo multipolare FG16M16 0.6/1kV di sezione 4X6mmq - 4x25mmq.

Tali cavi sono posati solamente nei cavidotti all'interno dell'area impianto e sono posati in tubo o condotto secondo la modalità N della figura seguente.



A seguire la sezione tipo dei cavidotti BT interni al campo FV.

LEGENDA	
1	Fondazione stradale
2	Nastro di segnalazione
3	Rinterro con materiali provenienti dagli scavi
4	Sabbia vagliata
5	tubazione per cavi BT
6	Tubo segnali



Il numero, la posizione e la forma delle curve di un tubo o condotto devono consentire l'agevole infilaggio e sfilaggio del cavo o dei cavi. Il diametro nominale interno del tubo o condotto deve essere maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo o del fascio di cavi.

I cavi appartenenti a sistemi in corrente alternata installati in tubi metallici devono essere raggruppati in modo che i conduttori di tutte le fasi (e del neutro eventuale) dello stesso circuito siano infilati nel medesimo tubo. Allo stesso modo i cavi in corrente continua devono essere posati in tubazioni dedicate.

FG21M21

Cavi unipolari per impianti fotovoltaici e solari, isolati con mescola elastomerica di qualità G21, sotto guaina elastomerica di qualità M21, esenti da alogeni. Cavi conduttori flessibili per posa fissa, non propaganti la fiamma ed a basso sviluppo di fumo, con prova di durata 20.000 h/120°C.

Single core cables, for photovoltaic and solar system use, insulated in type G21 elastomeric compound and M21 elastomeric compound sheath. Flame retardant, halogen free and low smoke flexible cables for fixed laying. Lifetime testing 20.000 h/120°C.



1 - Rame stagnato flessibile Classe 5 CEI EN 60228
2 - Mescola elastomerica G21 ISOH
3 - Mescola elastomerica M21 ISOH

1 - Flexible tin plated copper class 5 CEI EN 60228
2 - ISOH Rubber compound type G21
3 - ISOH Rubber compound type M21

NORME / STANDARDS
CEI 20-91 02/2010
IMO CPT 065 II Ed.
IEC 60216-1

APPROVAZIONI / APPROVALS

CONFEZIONAMENTO / PACKAGING

CE

CARATTERISTICHE

Colore guaina: **Nero, rosso, blu**

Temperatura di esercizio: **-40°C ÷ +90°C sul conduttore**

Temperatura di sovraccarico: **120°C sul conduttore**

Durata: **>25 anni**

Tensione nominale: **U₀/U AC 0,6/1 kV**
U₀/U DC 0,9/1,5 kV

Temp. max di corto circuito: **250°C sul conduttore (durata max. 5 secondi)**

Raggio min di curvatura: **4 x diametro esterno del cavo**

Temp. min di installazione: **-25°C**

Max sforzo di tiro durante la posa: **50 N/mm²**



Per i dettagli si rimanda all'elaborato REL021 "Relazione Tecnica cavidotti" e EL025.

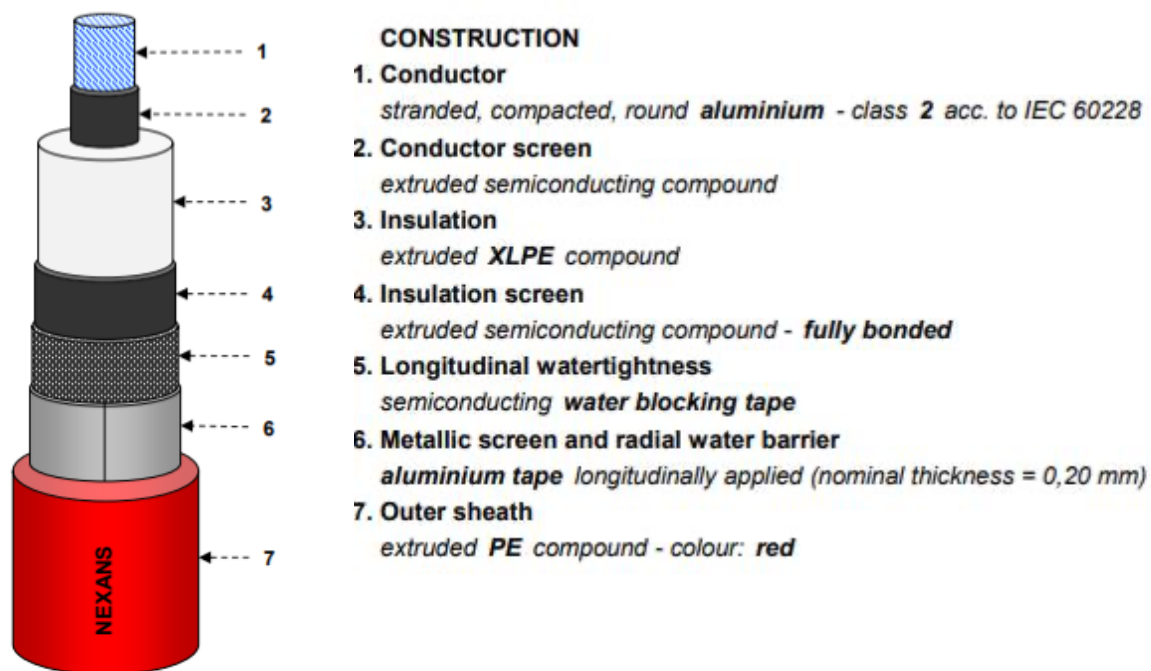
SEZIONE della RETE ELETTRICA in AT a 36 kV – CAVI AT a 36 kV

I cavi AT saranno eserciti alla tensione di 36kV definita AT dal codice di rete, ma per caratteristiche tecniche corrispondenti di fatto a quanto prescritto per la Media Tensione. Tali dati potranno subire adattamenti, comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori. Pertanto si utilizzeranno le seguenti formazioni di cavo per i tracciati indicati in planimetria:

CAVIDOTTO a 36 kV

Cabine Power Station (CPS _n) e consegna (CC)		Lunghezza Tratta(m)	Sezione cavi (mmq) e formazione terne
Partenza	Arrivo		
CPS ₁₋₂₋₃₋₄	CC	2.721	1x(3x1x185)
CPS ₅₋₆₋₇₋₈	CC	2.151	1x(3x1x185)
CPS ₉₋₁₀₋₁₁₋₁₂	CC	1.276	1x(3x1x185)
CPS ₁₃₋₁₄₋₁₅₋₁₆	CC	267	1x(3x1x185)
CC	SE 36/220 kV	4.500	2x(3x1x630)

TRATTA	SEZIONE NOMINALE (mmq)	FORMAZIONE	POSA
Tra le Cabine di Campo e la CC	185	Singola terna	Interrata a trifoglio
Tra la Cabina di Consegna CC e il Punto di Connessione in SE 36kV	630	Doppia terna	Interrata a trifoglio



Le principali proprietà dei cavidotti a 36 kV sono le seguenti:

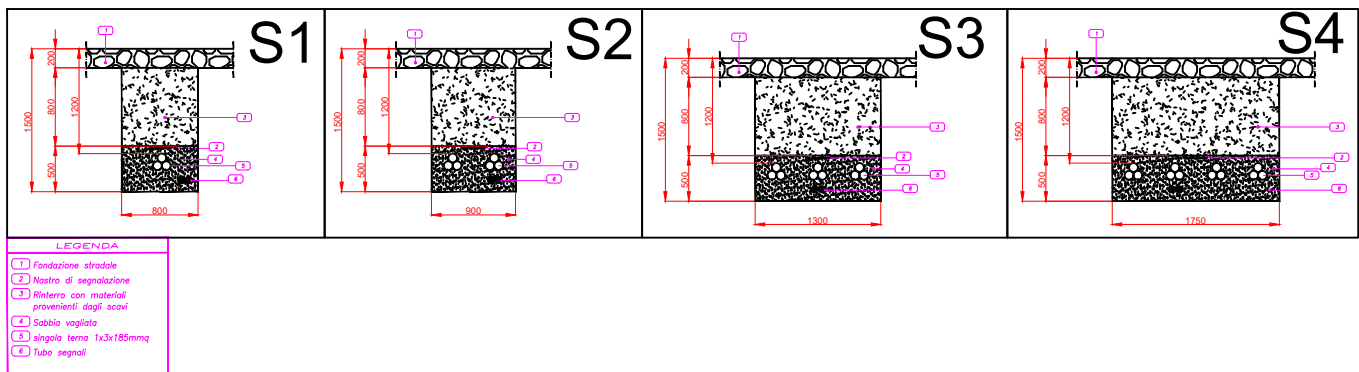
- Posa: cavidotto interrato in strada asfaltata pubblica;
- Tipologia di posa: direttamente interrato con posa a trifoglio;
- Cavo: Unipolare;
- Profondità di posa: CEI 11.17 e DLGS 30/4/92 n°285 e DPR 16/12/1992 n°495 (codice della strada)
- È previsto uno strato di sabbia per la posa e la ricopertura delle tubazioni a scopo di protezione. Per il restante riempimento dello scavo si utilizzeranno materiali di provenienza dagli scavi medesimi.
- Nel caso di attraversamenti stradali il riempimento sopra la sabbia di protezione delle tubazioni sarà realizzato con uno strato profondo di materiale inerte costipato e uno strato superficiale di cemento. Lo strato superficiale sarà ripristinato con asfalto.
- Saranno installati lungo il percorso pozzetti rompitratta per facilitare la posa e le attività di manutenzione, nonché obbligatori in corrispondenza dei giunti, il cui posizionamento sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.
- I pozzetti avranno dimensioni adeguate allo scavo di riferimento (tipicamente 120 x 120 cm) e saranno di tipo monolitico in calcestruzzo, calcolati per carichi stradali di prima categoria, con chiusini carrabili in ghisa per i tratti su strada pubblica o cls per i tratti su parte privata.

Il dimensionamento del cavo è stato effettuato in base ai parametri di corto circuito, assai più gravosi degli effetti di riscaldamento per normale esercizio. È stato previsto un cavo unipolare in alluminio del tipo ARE4H5E, isolato in XLPE armatura in calza di acciaio, protezione meccanica in polipropilene posato a trifoglio, con le seguenti configurazioni:

- 1x(3x1x185) mmq per le tratte interne al perimetro di impianto, comprese tra gruppi di 4 POWER STATION e la Cabina di Consegna
- 2x(3x1x630) mmq per la connessione dalla Cabina di Consegna alla SSEE Terna 36/220 kV

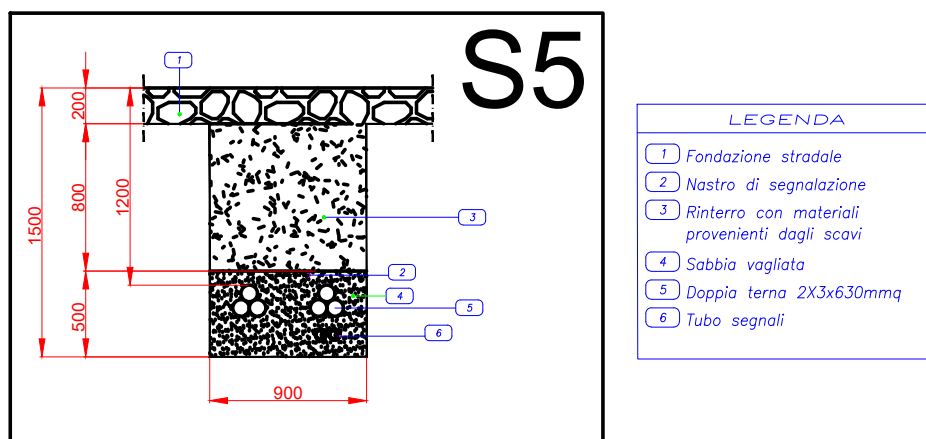
Tutti gli scavi dei cavidotti a 36 kV hanno una profondità di 1,50 m.

La larghezza delle tratte di scavo interne al perimetro di impianto varia a seconda del numero di terne interessate dalla tratta, da un minimo di una terna (L=80 cm) a un massimo di 4 terne (L=175 cm).



Sezioni di scavo cavidotto a 36 kV interno al perimetro di impianto

La larghezza dello scavo di connessione dalla Cabina di Consegna alla SSEE Terna 36/220 kV è di 90 cm:



Sezione tipo cavidotto a 36 kV tratta di connessione tra la CC e la Nuova SE TERNA 36/220 kV

Il cavidotto a 36 kV di connessione della Cabina di Consegna CC ubicata nell'area sud dell'impianto e lo stallo a 36 kV della Nuova SSEE Terna 36/220 kV sarà realizzato ad una profondità di 150 cm sotto il livello del terreno con larghezza di 90 cm, per mezzo di posa diretta su strato di sabbia vagliata di 2 terne di cavi unipolari in alluminio ARE4H5E 20.8/36 kV 2x(3x1x630) mmq.

La lunghezza del cavidotto a 36kV di connessione con la RTN sarà di **4.500 m**.

Il percorso del cavidotto di connessione a 36 kV parte dalla Cabina di Consegna CC nell'area sud dell'impianto e si sviluppa interamente sulla viabilità pubblica, per circa 4.500 m lungo la Strada Provinciale n. 83 fino all'accesso nella Nuova SE 220/36 kV di TERNA, che risulta ubicata proprio parallelamente alla S.P.83.

Il tracciato del cavidotto interseca 4 volte canali e corsi d'acqua, nella prima tratta della S.P. 83 compresa tra l'impianto e l'incrocio con la S.P. 21:

- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 800 m dopo i confini dell'area di progetto
- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 200 m dopo

- il RIU LADU sulla SP n.83 circa 180 m dopo
- il RIU CASTEDDU sulla SP n.83 circa 280 m dopo

Gli attraversamenti dei corsi d'acqua saranno realizzati con la tecnologia T.O.C. Trivellazione Orizzontale Controllata (vedi elab. EL022)

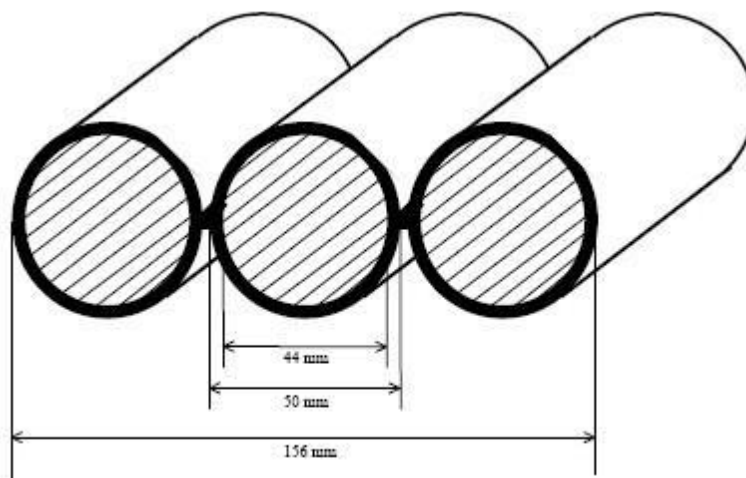
RETE DI TRASMISSIONE DATI IN FIBRA OTTICA

Per le caratteristiche dell'impianto di rete in fibra ottica si fa riferimento alle caratteristiche definite nei documenti di Unificazione E-DISTRIBUZIONE e nelle prescrizioni Tecniche per la posa di canalizzazioni e di cavi in fibra ottica in modo da essere uniformi agli standard della RTN pur essendo opere di utenza. Per quanto riguarda la fibra ottica si avrà l'utilizzo di un cavo ottico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione rispondente alla tabella di unificazione E-Distribuzione DCFO02 (sigla TOS4 24 4(6SMR) T/EKE avente matricola E-DISTRIBUZIONE 359051 e unificazione DC4677) in conformità alla norma ITU-T/G.652 comprensiva di certificati di collaudo.

La lunghezza nominale delle pezzature di Fibra ottica generalmente è di circa 2100 m; pertanto, nel nostro caso considerando la lunghezza complessiva del tracciato pari a circa 8 km, si dovranno utilizzare n° 4 bobine di cavo e n° 3 giunti dello stesso (DM-3301), uno per ciascun tratto. Agli estremi dei collegamenti, (nel nostro caso all'interno della Cabina Primaria e nella Cabina di Consegna), le singole fibre costituenti i cavi di connessione ottica saranno attestate mediante idonei connettori in mini-armadi di terminazione da parete aventi grado di protezione minimo IP55 e dimensioni LxHxD rispettivamente non superiori a 230x400x130 mm.

I connettori da utilizzare per collegare le singole fibre ottiche ad apparati di trasmissione o di misura dovranno essere di tipo SC-PC (DM-3300).

Per la posa della Fibra Ottica in trincea si impiegheranno di norma dei tritubi tipo PEHD, Ø 50 mm, (Tabella E-Distribuzione DY FO 03) si tratta di un profilato estruso in polietilene ad alta densità opportunamente stabilizzato con nerofumo per resistere all'invecchiamento, ove per ciascun tubo potrà essere utilizzato un singolo cavo.



Le operazioni di scavo, di posa delle tubazioni e le opere di riempimento e di ripristino seguiranno le prescrizioni previste dalle normative generali in vigore e quanto prescritto dalla guida di E-Distribuzione. Prima della posa nel fondo dello scavo, le teste dei singoli tubi dovranno essere chiuse con gli appositi tappi. La posa del tritubo verrà eseguita con andamento, il più possibile rettilineo.

Qualora sia necessario curvare i tritubo sul piano verticale od orizzontale, verrà rispettato il raggio di curvatura prescritto nelle specifiche del materiale.

Prima del rinterro saranno corretti eventuali serpeggiamenti verificatesi durante la posa. Prima di procedere alla chiusura dello scavo nella parte più prossima ai tubi sarà verificato che a contatto con gli stessi non vi siano frammenti rocciosi che potrebbero danneggiare i tubi stessi in fase successiva.

Per ogni tratta di tubi da giuntare, ove non siano previsti pozzetti, si dovranno lasciare le teste sovrapposte di circa un metro e chiuse con tappi.

L'esecuzione dei lavori e le distanze di rispetto terranno conto delle norme tecniche specifiche dei vari servizi, per quanto riguarda i parallelismi e gli attraversamenti.

Le parti componenti le infrastrutture inerenti la fibra ottica saranno costruite con il massimo risparmio di spazio possibile.

Negli scavi in trincea dovranno essere adottate tutte le cautele necessarie a prevenire scoscendimenti e smottamenti, dovranno essere rilevate la posizione di segnali indicatori stradali e di condutture sotterranee, di termini di proprietà o di segnaletica orizzontale, allo scopo di poter assicurare durante il susseguente ripristino la loro rimessa in sito con la maggior esattezza possibile.

I rinterri saranno realizzati con materiale adatto, sabbioso, ghiaioso e non argilloso, tipo stabilizzato, ponendo in opera strati orizzontali successivi di circa 30cm di spessore, ben costipati con adeguate attrezzature.

I singoli strati dovranno essere abbondantemente innaffiati in modo che il rinterro non dia luogo a cedimenti del piano viabile successivamente costruito.

In assenza di altri servizi da realizzare in concomitanza con la posa di infrastrutture per scavi a fibre ottiche, lo scavo sulla pavimentazione stradale sarà longitudinale alla strada.

A parità di larghezza lo scavo avrà la stessa profondità di posa del cavidotto AT, comunque non inferiore 100 cm.

Dentro allo scavo saranno adagate le tubazioni in polietilene all'interno delle quali andrà posato il cavo ottico.

Un nastro di segnalazione in materiale plastico sarà posato a circa 30 cm al di sotto del piano stradale, per segnalare la presenza dell'infrastruttura per cavo fibra ottica. Il nastro dovrà riportare la dicitura "Cavo a Fibre Ottiche".

I tubi utilizzati saranno del tipo tritubo PEHD, con costolature antiatrito e coestrusione esterna, pressione di esercizio minima 16 bar, resistenza allo schiacciamento > 450 N.

Nelle tratte più brevi i tubi saranno di tipo corrugato doppia parete colore blu, marchio IMQ, resistenza allo schiacciamento 450N.

I tubi posti sul letto preventivamente spianato e battuto saranno collocati in opera in tratti rettilinei, con la massima attenzione per evitare l'introdursi di corpi estranei nella condotta e lo schiacciamento. In caso di giunzione di tubi in posizione dove non è previsto un pozzetto, questa avverrà mediante apposito giunto. Ogni parte della infrastruttura della fibra ottica dovrà sopportare traffico stradale intenso anche di tipo pesante.

Ogni sottotubo ed ogni fodero del tritubo sarà equipaggiato con l'apposito cordino di nylon necessario per il collocamento della fune di tiro da utilizzare per la posa dei cavi a fibre ottiche. Completate le opere di posa, le estremità dei sottotubi o dei foderi dovranno essere chiuse con appositi tappi ad espansione per evitare l'ingresso di acqua, umidità e roditori.

I tritubi saranno giuntati tra loro utilizzando gli appositi manicotti autobloccanti.

In tutti i tipi di infrastruttura per la posa di cavi ottici, occorre prevedere i pozzetti rompitratta, per la realizzazione di giunzioni o diramazioni dei cavi ottici, per facilitare la posa dei cavi (caso di cambi di direzione e/o quota) e per consentire un tempestivo ed agevole intervento di manutenzione.

In generale, i pozzetti saranno installati nelle due modalità “affioranti”, con il chiusino che dopo il ripristino del manto stradale, nel caso di posa su asfalto, deve risultare a livello con lo stesso e “interrati”.

Verrà adottata la tipologia di pozzetto affiorante nella posizione ove è prevista la giunzione dei cavi ottici, cambi di direzione e nei tratti ove c'è maggiore concentrazione di abitazione private. In tutti i tratti rettilinei in assenza di giunti e di altri vincoli tecnici verranno realizzati e posizionati dei pozzetti interrati ad intervalli di 500 m.

Invece la distanza fra due pozzetti consecutivi in prossimità di aree in ambito extraurbano/urbane sarà ridotta a circa 120/170 m.

In linea generale, i pozzetti rompitratta avranno dimensioni 70x90 cm mentre quelli relativi ai cambi di direzione e/o quota e/o spillamento devono essere 125x80 cm.

I pozzetti affioranti sono manufatti in calcestruzzo equipaggiati con un coperchio in ghisa, provvisto di chiusure con chiavi di sicurezza.

I pozzetti impiegati saranno di tipo monolitico in calcestruzzo, calcolati per carichi stradali di prima categoria. Le giunzioni tubo-pozzetto saranno eseguite con c.l.s.

Il monotubo o il tritubo devono fare il loro ingresso nel pozzetto dal lato più stretto, salvo cambi di direzione e spillamento, caso in cui è consentito l'ingresso del monotubo / tritubo anche dal lato più lungo del pozzetto. Nel caso ponti e viadotti stradali lungo i percorsi interessati dalla rete, è previsto l'utilizzo di canalette in vetroresina e dei relativi elementi di raccordo con la tubazione esterna. Le canalette dovranno essere fissate su mensole a loro volta fissate su appositi montanti. La pavimentazione soprastante la copertura dei pozzetti deve essere uguale a quella del suolo pubblico circostante ed a filo con essa.

I pozzetti verranno installati sull'asse rettilineo della tratta, lungo l'infrastruttura e saranno di tre tipi:

- 800 mm x 1250 mm (dimensioni interne): per esecuzione di giunti dritti o di distribuzione sui cavi;
- 700 mm x 900 mm (dimensioni interne): per consentire il tiro dei cavi e nei cambi direzione;
- 450 mm x 450 mm (dimensioni interne): per consentire le derivazioni dei cavetti di distribuzione verso le cabine.

Il passo dettagliato dei pozzetti sarà stabilito in base alle caratteristiche planimetriche e altimetriche del percorso e alle condizioni di infilaggio.

I chiusini impiegati saranno in ghisa sferoidale a norma ISO 1083 (1987) conforme alla classe D400 della norma UNI-EN 124 (1995) con carico di rottura >400kN.

Le infrastrutture della fibra ottica saranno realizzate in modo tale da non pregiudicare il funzionamento di eventuali impianti speciali esistenti (reti idriche, reti fognarie, reti del gas, distribuzione energia elettrica MT e BT esistenti e nuove, pubblica illuminazione, sistemi per il controllo del traffico, impianti elettrici e simili). Negli eventuali attraversamenti stradali ove si rileveranno particolari interferenze con servizi vari il tritubo contenente la fibra verrà ulteriormente protetto mediante un tubo in PVC di diametro minimo di 180 mm. La realizzazione, l'esercizio e la

manutenzione saranno effettuati adottando adeguate misure di sicurezza (nella fattispecie in relazione all'interferenza e all'emissione elettromagnetica ed in relazione alla messa a terra degli impianti).

In particolare, contro le interferenze elettromagnetiche i cavi in rame saranno del tipo schermati con tecnologie adeguate, per non arrecare disturbi ed essere sufficientemente immuni da perturbazioni causate da altre sorgenti.

I cavi in fibra ottica e in rame avranno la protezione antiroditori e altre protezioni meccaniche idonee. Tutte le infrastrutture della Fibra ottica, anche quadri di attestamento /cassette ottiche, terminazioni, cabine, ecc. da installare su suolo e sottosuolo rispettare le presenti specifiche.

IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e le fulminazioni al quale saranno collegate tutte le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto sarà costituito da una maglia realizzata con conduttori nudi di rame a cui saranno collegati, mediante conduttori o sbarre di rame, i morsetti di terra dei vari apparecchi, i dispositivi di manovra ed i supporti dei terminali dei cavi. In prossimità di tali supporti sarà previsto un punto destinato alla messa a terra delle schermature dei cavi stessi. Una corda di terra in rame sarà posata anche nello scavo degli elettrodotti per collegare l'impianto di terra delle cabine con l'impianto di terra dell'impianto.

Le strutture di sostegno sono costituite da strutture interamente metalliche elettrosaldate, piantate nel terreno costituendo un sistema intrinsecamente equipotenziale.

I cavidotti sono costituiti da cavi isolati per la loro tensione nominale, posati direttamente nel terreno e pertanto non sono dotati di alcun dispersore. In sede di messa in servizio saranno misurate tensioni di passo e contatto.

IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

È previsto un quadro elettrico di media tensione per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- Linea luce e forza motrice, locali cabina
- Alimentazione dispositivi di estrazione locale inverter
- Predisposizione per illuminazione esterna, eventuali cancelli automatici, etc.

ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

È previsto un sistema di illuminazione del campo fotovoltaico lungo tutto il perimetro della recinzione.

Sarà realizzato con lampade a led da 150W montate su pali conici in acciaio zincato laminati a caldo di altezza max 5,5 m. (5,00 fuori terra), ancorati al suolo con plinto di fondazione in cls prefabbricato da 85cmx85cm profondità 70 cm annegato nel terreno a mezzo scavo.

L'accensione sarà comandata da sensori volumetrici collegati alla centralina del sistema antintrusione, alimentata dal quadro servizi ausiliari.

Il sistema di videosorveglianza lungo tutto il perimetro dei campi FV sarà realizzato con telecamere DOME da esterno montate su pali conici in acciaio zincato laminati a caldo di altezza max 5,5 m. (5,00 fuori terra), ad interasse di 40 m ancorati al suolo con plinto di fondazione in cls prefabbricato da 85cmx85cm profondità 70 cm annegato nel terreno a mezzo scavo.

I cavi di collegamento di entrambi i sistemi sfrutteranno quanto più possibile lo scavo già previsto per il passaggio dei cavidotti BT ed MT dell'impianto fotovoltaico.

CONTATORI DI ENERGIA

Il sistema di misura ufficiale sarà composto da uno o più contatori statici collegati in inserzione indiretta: i cavi di collegamento saranno attestati su una o più morsettiere sigillabili, secondo prescrizioni del GSE.

Il contatore sarà installato in un quadro dedicato: l'intero sistema di misura, conforme ai requisiti della Norma CEI 0-16, sarà completo di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

Il contatore sarà predisposto per la telelettura da remoto ed il collegamento con il sistema centrale di acquisizione dell'energia sarà gestito secondo le procedure del Distributore di Rete.

INTERFACCIA DI RETE

Per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che realizzano la supervisione di rete e ne impediscono il funzionamento in isola elettrica, così come previsto dalla norma CEI 11-20 e dalle prescrizioni del distributore di rete.

Per i dettagli sulle protezioni si rimanda all'elaborato REL020 "Relazione Tecnica Opere elettriche".

FASE DI CANTIERE - OPERE CIVILI e MONTAGGI

Le opere civili del progetto consistono in:

- opere di apprestamento e modellazione del Terreno - Movimenti terra
- opere di smaltimento acque meteoriche e drenaggio delle acque superficiali
- scavi, rinterri e posa dei cavidotti BT interni ai campi fotovoltaici
- scavi, rinterri e posa dei cavidotti a 36 kV di collegamento dei campi fotovoltaici
- scavi, rinterri e posa dei cavidotti a 36 kV di connessione alla SE Terna della RTN
- montaggio pali di sostegno delle strutture metalliche con macchina battipalo
- montaggio tracker
- montaggio moduli fotovoltaici
- montaggio inverter distribuiti
- realizzazione delle recinzioni lungo il perimetro del campo fotovoltaico e relativi accessi
- realizzazione Viabilità Interna in materiale arido
- sottofondazioni in sabbia per posa delle vasche prefabbricate in cls di basamento delle cabine di trasformazione, di smistamento, control room e cabina di consegna
- Posa in opera delle cabine prefabbricate e dei componenti dei gruppi di conversione e trasformazione
- Trivellazioni con tecnologia T.O.C.

APPRESTAMENTO e MODELLAZIONE DEL TERRENO - MOVIMENTI TERRA

Le caratteristiche planoaltimetriche e fisico/meccaniche del terreno sono idonee per la posa delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, pertanto non sono previsti nel progetto movimenti terra per la risagomatura del terreno per la posa in opera dei tracker, che seguiranno l'orografia dei campi.

I movimenti terra significativi sono quelli previsti per la realizzazione della massicciata stradale, per le trincee dei cavidotti AT e BT, per le sottofondazioni delle cabine di campo, di smistamento, di consegna e control room.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Maggiori dettagli saranno approfonditi nel documento REL 007 "Piano Preliminare di riutilizzo in sito delle Terre e Rocce da Scavo".

SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE e DRENAGGIO ACQUE SUPERFICIALI

Non sarà prevista una rete di raccolta e smaltimento delle aree meteoriche in quanto le piste di accesso e di circolazione interne all'impianto saranno realizzate con superfici drenanti ricoperte a pietrisco mantenendo così inalterato il regime idraulico dell'area.

Il drenaggio delle acque superficiali sarà regimato dalla configurazione naturale e artificiale dei fossi di scolo dei campi agricoli e dai canali esistenti, poiché non sono previste rimodellazioni dell'area né movimenti terra, al di fuori di una scoticatura superficiale.

Si interverrà puntualmente laddove le strade interne sovrappassano tali canali con opere minori di canalizzazione come i tombini idraulici.

SCAVI, RINTERRI E POSA DEI CAVIDOTTI INTERRATI BT INTERNI AI CAMPI FV

I cavi in BT sono i cavi operanti in corrente continua 1500V tra i moduli e gli inverter ed i cavi operanti in corrente alternata trifase 800V tra gli inverter ed i quadri di campo afferenti ai trafo bt/AT 0,8/36kV .

I cavi utilizzati per la corrente continua sono del tipo unipolare FG21M21 di sezione 1x10mmq.

I cavi utilizzati per la corrente alternata sono del tipo multipolare FG16M16 0.6/1kV di sezione 4X6mmq - 4x25mmq.

I cavi sono posati all'interno di tubi corrugati flessibili in PVC serie pesante doppia parete N450 diam. 200 mm interrati in cavidotti della profondità di circa 120 cm e larghezza media di 68 cm.

I relativi scavi saranno realizzati a mezzo escavatori.

INVERTER	lunghezza (m)	profondità (m)	larghezza (m)	Volume (mc)
1	457	1,2	0,8	439
2	342	1,2	0,8	328
3	461	1,2	0,8	443
4	699	1,2	0,8	671
5	356	1,2	0,8	342
6	370	1,2	0,8	355
7	469	1,2	0,8	450
8	282	1,2	0,8	271
9	519	1,2	0,8	498
10	427	1,2	0,8	410
11	584	1,2	0,8	561
12	585	1,2	0,8	562
13	528	1,2	0,8	507
14	368	1,2	0,8	353
15	494	1,2	0,8	474
16	523	1,2	0,8	502
	7464		TOTALE	7165

Il numero delle tubazioni da posare sul fondo degli scavi varia in funzione del numero di linee che confluiscono sulla stessa tratta di scavo.

Le tubazioni in PVC flessibile sono fornite in rotoli da 50 m. La tecnica di posa è manuale.

La posa deve avvenire su un letto di sabbia a scopo di proteggere le tubazioni in PVC.

Tutti gli scavi per i cavidotti BT sono realizzati all'interno dei Lotti, in area agricola.

Per il riempimento dello scavo si utilizzeranno materiali di provenienza dagli scavi medesimi.

Ogni cavidotto è corredato di pozzetti di ispezione prefabbricati in cls intervallati ogni 50 m ed in corrispondenza di ogni cambio di direzione. Per i cavidotti BT interni ai campi FV le dimensioni dei pozzetti saranno di 60x60 cm (interno) non carrabili, con chiusino in cls.

Per le sezioni tipo dei cavidotti si rimanda all'EL025.

SCAVI, RINTERRI E POSA DEI CAVIDOTTI INTERRATI a 36kV

Cavidotti a 36 kV di collegamento tra le Cabine di Campo e la Cabina di Consegna

La connessione a 36 kV delle Cabine di trasformazione con la Cabina di Consegna sarà realizzata con una rete di cavi a 36 kV in uscita dai quadri a 36 kV delle cabine di campo.

Queste linee si sviluppano internamente al campo FV, con una profondità di scavo di 1,50 m ed una larghezza variabile a seconda del numero di linee che insistono parallelamente sul medesimo scavo.

I cavi sono in alluminio del tipo ARE4H5E singola terna con sezione di 185 mmq, posati direttamente su uno strato protettivo di sabbia vagliata, interrati in cavidotti della profondità di 150 cm.

I rinterri saranno realizzati con il medesimo materiale proveniente dagli scavi.

I relativi scavi saranno realizzati a mezzo escavatori.

I giunti dei cavi a 36 kV saranno realizzati all'interno di apposite vasche prefabbricate successivamente interrate, non ispezionabili.

Cavidotto a 36kv di connessione alla SE TERNA RTN

La connessione elettrica dell'Impianto Fotovoltaico con lo stallo a 36 kV della NUOVA SSEE TERNA 36/220 kV sarà realizzata con un cavidotto a 36kV della lunghezza di **4.500 m**.

Il cavidotto, in uscita dalla Cabina di Consegna CC si sviluppa interamente sulla viabilità pubblica, lungo il ciglio sinistro inerbito della SP 83 per 4.500 m ed è largo 90 cm e profondo 150 cm

I cavi sono in alluminio del tipo ARE4H5E doppia terna con spessore di 630 mmq posati direttamente su uno strato protettivo di sabbia vagliata, configurazione 2x(3x1x630) mmq

Il riempimento dello scavo sarà effettuato con materiale di risulta quando corre sul ciglio inerbito, e con cemento e strati superficiali di binder e tappetino usura in caso di attraversamento di strade asfaltate, in ottemperanza agli standard realizzativi prescritti da ENEL.

Il materiale da scavo prodotto sarà in pareggio con quanto necessario per il rinterro dei cavidotti.

Eventuali piccole quantità in eccesso verranno riutilizzate per il lieve rimodellamento delle superfici.

Gli scavi saranno realizzati a mezzo escavatori. I giunti dei cavi a 36 kV saranno realizzati all'interno di apposite vasche prefabbricate successivamente interrate, non ispezionabili.

Per le sezioni tipo dei cavidotti si rimanda all'EL026.

SEZIONE CAVI A 36 kV - TABELLA VOLUMI DI SCAVO						
SEZ. Di SCAVO	lunghezza (m)	larghezza(m)	profondità(m)	n° terne di cavi	sez cavi (mmq)	VOLUME Scavo (mc)
S1	1118	0,8	1,5	1	185	1342
S2	604	0,9	1,5	2	185	815
S3	1006	1,3	1,5	3	185	1962
S4	260	1,75	1,5	4	185	683
S5	4497	0,9	1,5	2	630	4801
TOT.						9602

MONTAGGIO PALI STRUTTURE DI SOSTEGNO CON BATTIPALO

Per quanto riguarda l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati, realizzati in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio.

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo.

Il supporto del pannello è costituito da una traversa in acciaio zincato posta all'altezza dal suolo fino a 2,50 metri, vincolata al mozzo, mentre l'asse orizzontale nord-sud ruota durante l'arco del giorno da -55° a $+55^{\circ}$ in modo tale che il punto più basso del pannello abbia un'altezza minima da terra di 67 cm e massima di 4,55 m.

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza minima tra le file con pannelli in posizione orizzontale è di 3,80 m, mentre l'interasse tra i pali di sostegno dei tracker (PITCH), al fine di limitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, è di 8,50 m.



MONTAGGIO TRACKER

I tracker sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest).

Il motore che aziona il movimento del tracker è ad attuazione lineare in AC con encoder integrato, posizionato direttamente sull'asse longitudinale ed alimentato dalla cabina di riferimento. L'altezza al mozzo delle strutture è fino a 2,50 m dal suolo; l'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 55^\circ$ rispetto all'orizzontale.

Il montaggio è di tipo manuale, eseguito da personale specializzato dotato di apposita attrezzatura, coadiuvato da idonei mezzi di sollevamento per la posa della trave sui pali di sostegno infissi nel suolo e da strumenti di precisione.

MONTAGGIO MODULI FOTOVOLTAICI

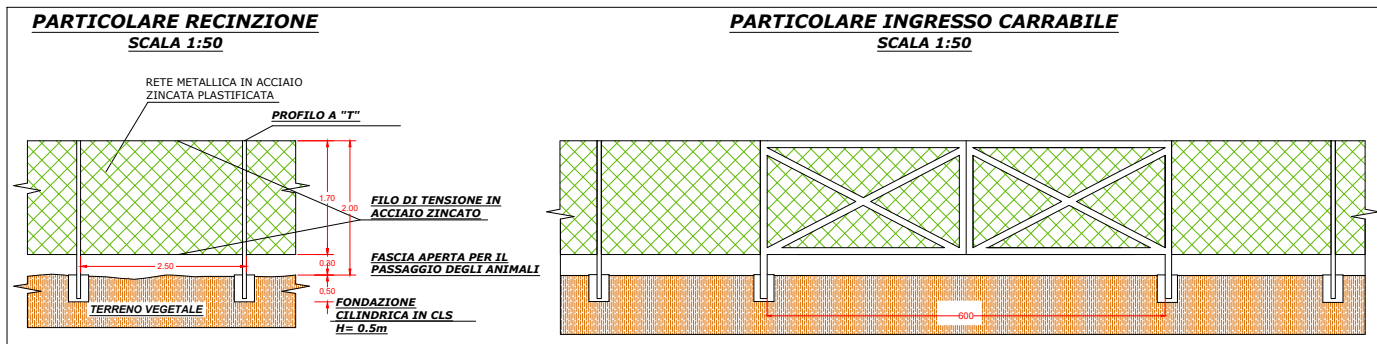
I moduli fotovoltaici si installano sulle apposite traverse predisposte sui tracker per mezzo di bulloneria in acciaio. La parte civile del montaggio dei moduli fotovoltaici è di tipo manuale, eseguito da personale specializzato dotato di apposita attrezzatura, principalmente avvitatori a batteria, coadiuvato da furgoni per il trasporto dei moduli a piè d'opera.



RECINZIONE PERIMETRALE, ACCESSI E DI FASCIA DI RISPETTO

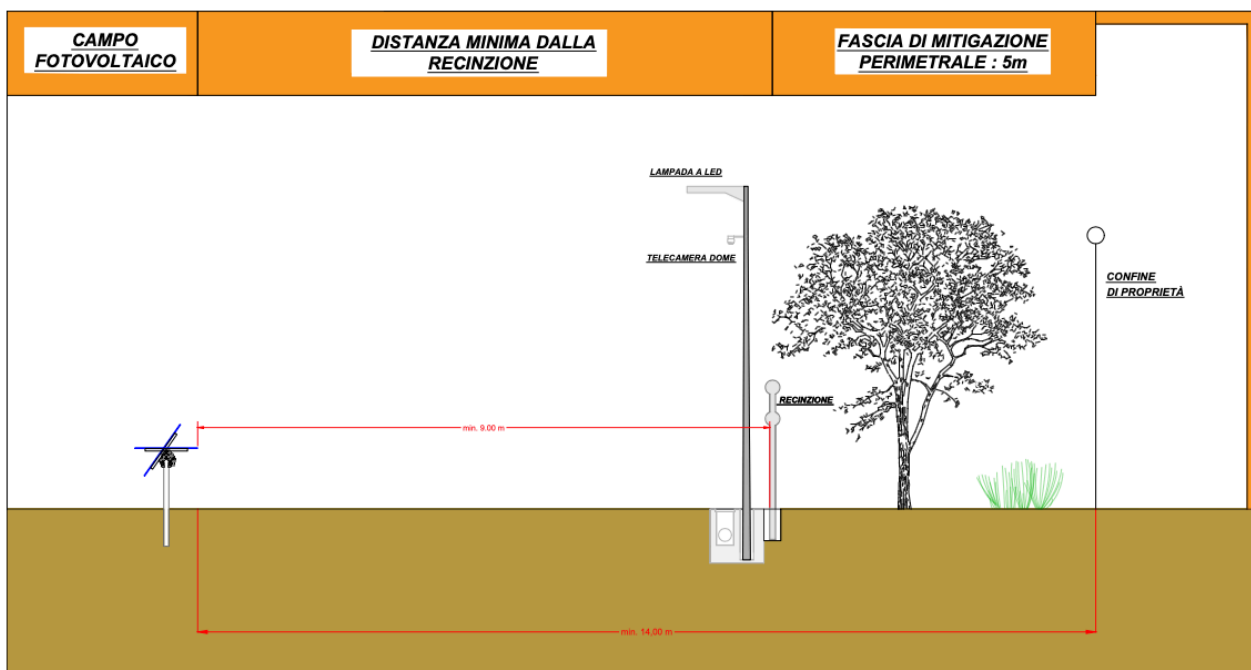
Tutto il perimetro del campo fotovoltaico (circa 6.720 m) sarà recintato con recinzione in filo metallico plastificato alta 2 m dal piano di campagna. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale". Il filo inferiore sarà posizionato a 30 cm dal suolo per garantire il passaggio di animali di piccola taglia. Sono previsti 3 ingressi carrabili larghi 6 m.

I paletti metallici a T passo 2,50 m saranno ancorati al suolo per mezzo di fondazioni cilindriche in cls diam. 30 cm altezza 50 cm.

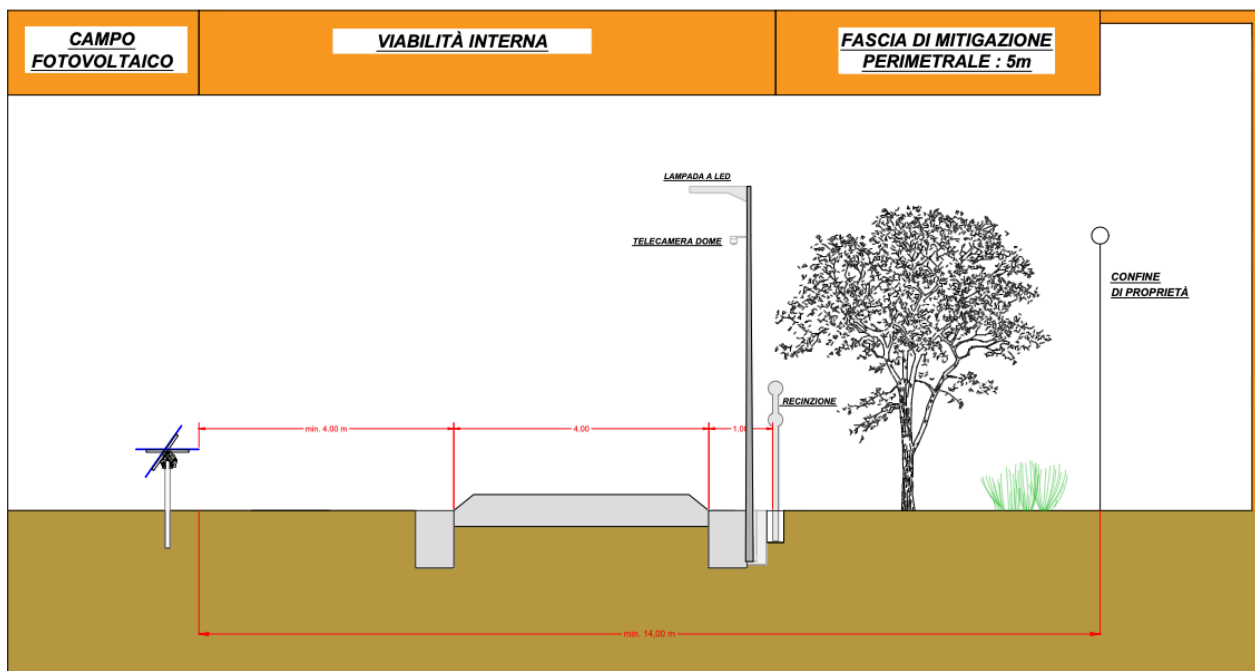


Dai confini di proprietà è prevista una fascia di mitigazione perimetrale di 5,0 m, dopo la quale viene installata la recinzione.

In assenza di viabilità interna perimetrale sono comunque garantiti all'interno della recinzione almeno altri 9 m di fascia di rispetto in cui non saranno installati tracker, per favorire la circolazione dei mezzi agricoli.



Quando sul lato interno alla recinzione è prevista una strada perimetrale interna questa occuperà una larghezza di 6 m (4 m per il cassonetto stradale + 1m per lato per i cavidotti), pertanto i tracker più prossimi alla recinzione disteranno 14,0 m dal confine di proprietà:



Le opere di mitigazione perimetrali hanno il duplice obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto e di costituire un'area sfruttabile ai fini agricoli, in quanto sono realizzate con piante autoctone da frutto. Si veda apposita Relazione (REL 015 Progetto AgriFV di dettaglio e Opere di mitigazione fascia perimetrale).

VIABILITÀ INTERNA AI CAMPI IN MATERIALE ARIDO

Le esigenze cui deve soddisfare la viabilità interna al campo fotovoltaico sono quelle legate alla manutenzione.

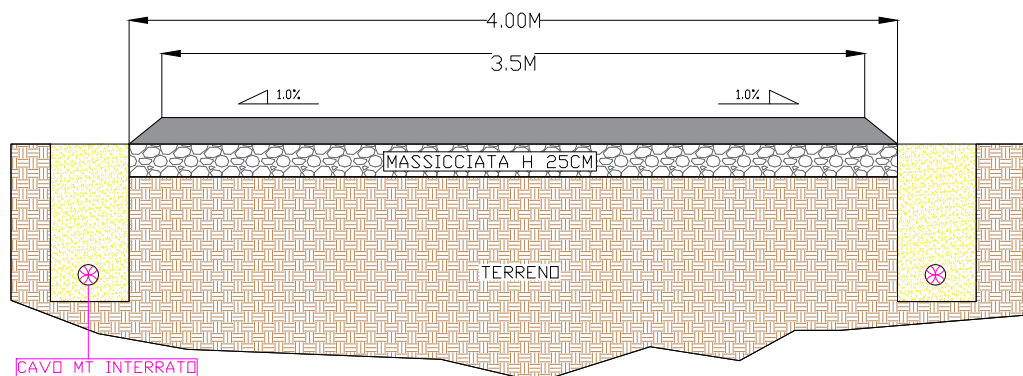
I 9 accessi al campo fotovoltaico saranno realizzati con cancelli della larghezza di 6 m, e garantiranno l'accesso dalla viabilità pubblica e locale esistente.

La viabilità dovrà essere realizzata in maniera da essere fruibile possibile anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento con macchine idonee dello strato superficiale costituito da materiale arido misto stabilizzato.

La sezione stradale di spessore 50 cm è composta da uno strato di 25 cm di massicciata stradale con materiale arido a granulometria più grossa che sarà scavato per ricavare una superficie di posa più consistente e da un ulteriore strato di 25 cm con materiale arido a granulometria più fine al di sopra del piano di campagna, tutto opportunamente costipato per strati.

Di seguito si riporta la sezione tipo.

SEZIONE STRADE INTERNE AI CAMPI FOTOVOLTAICI



Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza di 4 metri è progettata nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli. Dovrà essere garantita la continua manutenzione della viabilità interna. Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

FONDAZIONI CABINE DI CAMPO, DI CONSEGNA E LOCALI TECNICI

Le stazioni di trasformazione AT/BT (cabine di campo), costituite da inverter SMA Sunny Central 2500-EV, trasformatori AT/BT, quadri MT, servizi ausiliari, locali tecnici e le cabine di smistamento, raccolta e consegna sono alloggiate su vasche in cls prefabbricato appoggiate su uno strato di sabbia vagliata dello spessore medio di 10 cm

Gli scavi per le sottofondazioni delle Cabine di Campo misurano 7,06m x 3,34 m x 0,7 m. In totale sono 16.

Gli scavi per le sottofondazioni della Cabina di consegna misurano 7,00m x 3,50m x 0,70m.

Gli scavi per le sottofondazioni della Control Room misurano 4,25m x 3,50m x 0,70m.

SCAVI DI SBANCAMENTO						
OPERA	n°	Lungh (m)	Largh (m)	H (m)	Superficie di scavo (m2)	Volume di scavo (mc)
Sottofondazione Cabine di Campo	16	7,06	3,34	0,70	377,29	264
Sottofondazione Control Room	1	4,25	3,50	0,70	14,88	10
Sottofondazione Cabina di Consegna	1	7,00	3,50	0,70	24,50	17
Strade Viabilità interna al campo	1	6.708,25	4,00	0,25	26.833,00	6.708
TOTALE SCAVO DI SBANCAMENTO					27.249,66	7.000

POSA IN OPERA CABINE PREFABBRICATE E COMPONENTI GRUPPI DI TRASFORMAZIONE

I Moduli prefabbricati utilizzati per le Cabine di Campo, Cabina di Consegna e Control Room vengono installati sulle vasche di fondazione in cls con l'ausilio di una gru di sufficiente portata, dimensionata ai carichi da sollevare, dotata di piedi stabilizzatori, che preleva il componente dal camion o dal bilico parcheggiato sul lato della vasca per posizionarlo nella propria ubicazione di esercizio prevista in progetto.

I componenti che devono essere alloggiati all'interno delle cabine prefabbricate (inverter, trasformatori elevatori BT/AT, Quadri, servizi ausiliari ecc) vengono installati con il medesimo sistema.

TRIVELLAZIONI CON TECNOLOGIA T.O.C.

Il percorso del cavidotto di connessione a 36 kV parte dalla Cabina di Consegna CC nell'area sud dell'impianto e si sviluppa interamente sulla viabilità pubblica, per circa 4.500 m lungo la Strada Provinciale n. 83 fino all'accesso nella Nuova SE 220/36 kV di TERNA, che risulta ubicata proprio parallelamente alla S.P.83.

Il tracciato del cavidotto interseca 4 volte canali e corsi d'acqua, nella prima tratta della S.P. 83 compresa tra l'impianto e l'incrocio con la S.P. 21:

- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 800 m dopo i confini dell'area di progetto
- un corso d'acqua minore sulla SP n. 83 circa 200 m dopo
- il RIU LADU sulla SP n.83 circa 180 m dopo
- il RIU CASTEDDU sulla SP n.83 circa 280 m dopo

Gli attraversamenti dei corsi d'acqua saranno realizzati con la tecnologia T.O.C. Trivellazione Orizzontale Controllata (vedi elab. EL022) per una lunghezza totale di 100 m.

TRIVELLAZIONI						
OPERA	m/n°	n° fondazioni trivellate	Raggio(m)	H (m)	Volume di scavo (mc)	Volume rinterro (mc)
Recinzione perimetrale	6720	2.688	0,15	0,50	95	-
Cancelli di ingresso	3	6,00	0,15	0,50	0,21	-
TRIVELLAZIONI T.O.C.	n°	Lungh (m)	Diametro foro alesato (m)	Area foro alesato (mq)	Volume di scavo (mc)	Volume rinterro (mc)
TOC attraversamento Corso d'acqua minore n. 1 sulla S.P.83	1	20,00	0,90	0,64	13	-
TOC attraversamento Corso d'acqua minore n. 2 sulla S.P.83	1	20,00	0,90	0,64	13	-
TOC attraversamento RIU LADU sulla S.P.83	1	30,00	0,90	0,64	19	-
TOC attraversamento RIU CASTEDDU sulla S.P.83	1	30,00	0,90	0,64	19	-
TOTALE TRIVELLAZIONI					159	-

PIANO DI CANTIERIZZAZIONE DEL PROGETTO

I lavori di realizzazione del presente progetto hanno una durata massima prevista pari a **circa 11 mesi**.

Il presente piano di cantierizzazione e relativo cronoprogramma non considera le tempistiche necessarie per l'approvvigionamento dei materiali e sarà quindi nella responsabilità della committenza, dei fornitori e delle imprese installatrici, la pianificazione delle forniture in maniera tale da assicurare la presenza in cantiere dei materiali prima dell'avvio di ciascuna fase di lavoro.

Le operazioni preliminari di preparazione del sito prevedono nell'ordine:

- la verifica catastale dei confini e il tracciamento della recinzione d'impianto così come autorizzata,
- predisposizione Fornitura Acqua e Energia
- Approntamento Cantiere
- delimitazione area di cantiere e segnaletica
- individuazione dell'area di deposito
- identificazione della cava di deposito e prestito più vicina
- identificazione dell'impianto di calcestruzzo più vicino
- identificazione delle discariche più vicine per i materiali di risulta.

Sono previste demolizioni di piccoli fabbricati diruti.

La prima operazione da compiere, dopo la topografia, sono gli scavi e la posa di cavidotti in PVC e pozzetti per i cavi BT ed MT interni ai campi FV, per evitare la circolazione di mezzi d'opera come escavatori, pale e bobcat mentre si stanno installando pali di fondazione delle strutture metalliche di sostegno, tracker e pannelli.

Contemporaneamente alla posa dei cavidotti vengono realizzate le strade in materiale inerte, che presuppongono uno scavo per la realizzazione del cassonetto, la rete di recinzione perimetrale e le platee per le cabine di campo e di smistamento.

Tutte le attività sono modulari e possono essere svolte contemporaneamente in tutti i campi o in sottocampi, anche in relazione alla vastità dell'area oggetto dell'intervento.

Pertanto si procederà contemporaneamente, nelle diverse aree di cantiere, alla installazione dei supporti dei moduli. Tale operazione viene effettuata con piccole macchine battipalo da campo, mosse da cingoli, che consentono una agevole e efficace infissione dei montanti verticali dei supporti nel terreno, fino alla profondità necessaria a dare stabilità alla fila di moduli.

Il corretto posizionamento dei pali di supporto è attuato mediante stazioni di misura GPS, essendo la tolleranza di posizionamento dell'ordine del cm.

Successivamente vengono sistemate e fissate le barre orizzontali dei tracker con i motori.

Le fasi finali prevedono, a meno di dettagli da definire in fase di progettazione esecutiva, il montaggio dei moduli, il loro collegamento e cablaggio, la posa dei cavi all'interno dei cavidotti già realizzati.

Dato il raggruppamento in blocchi dell'impianto, tali installazioni procederanno in serie, ovvero si installerà completamente un blocco e poi si passerà al successivo.

Data l'estensione del terreno e le modalità di installazione descritte, si prevede di utilizzare aree interne al perimetro per il deposito di materiali e il posizionamento delle baracche di cantiere.

Tali aree saranno delimitate da recinzione temporanea, in rete metallica, idoneamente segnalate e regolamentate, e saranno gestite e operate sotto la supervisione della direzione lavori.

L'accesso al sito avverrà utilizzando l'esistente viabilità locale, che non necessita di aggiustamenti allargamenti e risulta adeguata al transito dei mezzi di cantiere.

A installazione ultimata, il terreno verrà ripristinato, ove necessario, allo stato naturale.

Per le lavorazioni descritte è previsto un ampio ricorso a manodopera e ditte locali.

Di seguito si riporta una lista sequenziale delle operazioni previste per la realizzazione dell'impianto e la sua messa in produzione.

Fatta eccezione per le opere preliminari, tutte le altre operazioni presentano un elevato grado di parallelismo, in quanto si prevede di realizzare l'impianto per lotti.

Opere preliminari:

- topografia
- predisposizione Fornitura Acqua e Energia
- approntamento Cantiere
- delimitazione area di cantiere e segnaletica

Opere Meccaniche e Civili:

- opere di apprestamento Terreno
- opere di drenaggio delle acque superficiali
- scavi, rinterri e posa dei cavidotti BT interni ai campi fotovoltaici e pozzetti prefabbricati
- scavo, rinterro e posa dei cavidotti AT a 36kV di collegamento tra le cabine di campo e la cabina di smistamento
- scavo di sbancamento e realizzazione Viabilità Interna in materiale arido
- scavo di sbancamento e preparazione piano di posa basamenti per le fondazioni delle cabine di trasformazione, di smistamento, di consegna e del locale di monitoraggio
- posa delle vasche di fondazione delle cabine prefabbricate
- realizzazione delle recinzioni e cancelli lungo il tutto il perimetro del campo fotovoltaico
- sistema di illuminazione e videosorveglianza
- montaggio pali di sostegno delle strutture metalliche con macchina battipalo
- montaggio degli inseguitori mono-assiali Tracker
- montaggio dei moduli fotovoltaici
- scavo, rinterro e posa del cavidotto a 36kV di collegamento tra i campi FV
- scavo, rinterro e posa del cavidotto a 36kV di connessione con la SE TERNA della RTN
- trivellazioni con tecnologia T.O.C.
- Posa in opera dei cabinati prefabbricati e dei componenti dei gruppi di conversione e trasformazione
- Opere di mitigazione perimetrale

Opere elettromeccaniche:

- posa cavi BT in CC e in CA
- cablaggio stringhe
- cablaggio Inverter

- posa cavi a 36 kV / Terminazioni Cavi
- cablaggio Inverter e Trasformatori BT/AT nelle cabine di campo
- installazione Quadri di Media
- lavori di Collegamento elettrici
- Montaggio sistema di monitoraggio;

Collaudi:

- collaudo cablaggi
- collaudo quadri
- collaudo inverter
- collaudo sistema monitoraggio
- Collaudo finale

CRONOPROGRAMMA

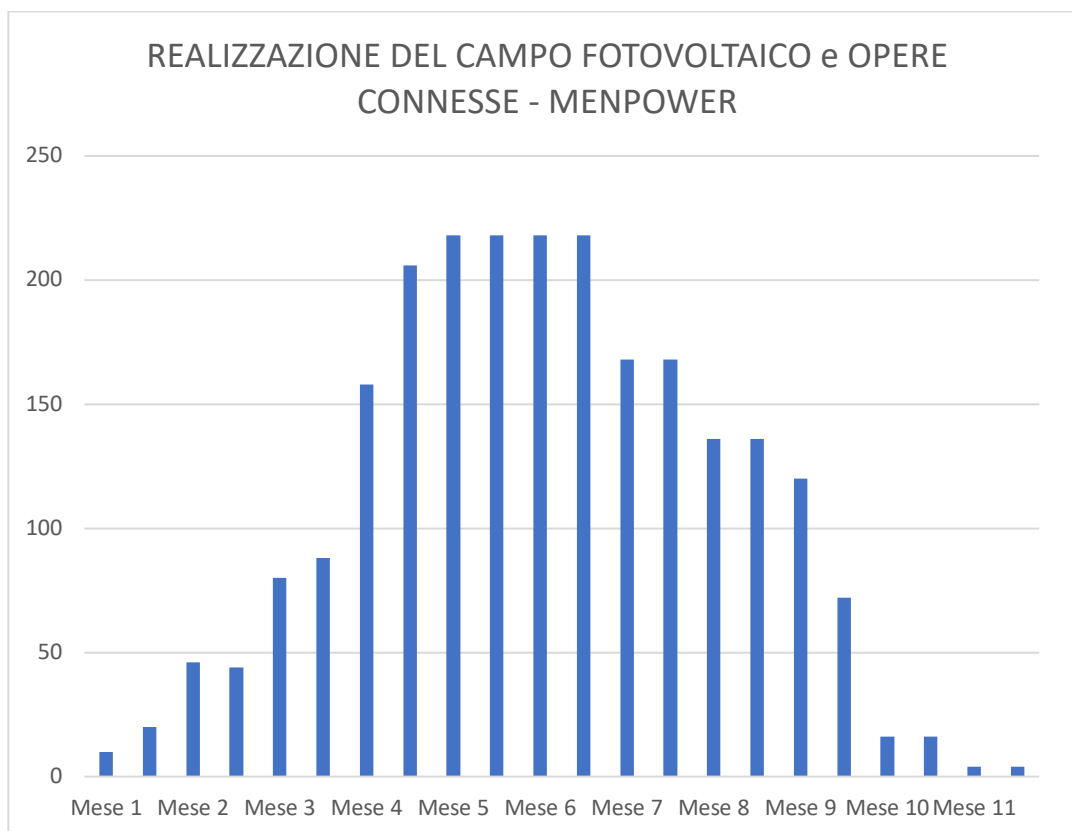
REALIZZAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO e OPERE CONNESSE - CRONOPROGRAMMA											
DESCRIZIONE ATTIVITÀ	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11
Opere preliminari:											
Approntamento Cantiere											
Predisposizione Fornitura Acqua e Energia											
Topografia											
Delimitazione area di cantiere e segnaletica											
Opere civili e ambientali:											
Apprestamento terreno											
Drenaggio acque superficiali											
Scavo, rinterro e posa cavidotti BT e pozzetti prefabbricati											
Scavo, rinterro e posa cavidotti a 36kV interni ai Lotti											
Viabilità Interna											
Scavi per fondazioni cabine											
Posa vasche di alloggiamento cabine											
Recinzioni perimetrali e cancelli											
Sistema di illuminazione e videosorveglianza											
Montaggio pali di sostegno dei tracker con macchina battipalo											
Scavo, rinterro e posa cavidotti 36 kV interni ai Lotti											
Scavo, rinterro e posa cavidotto 36 kV connessione con RTN											
Attraversamento interferenze con tecnologia T.O.C.											
Posa in opera Prefabbricati, locali tecnici e relativi componenti											
Opere di mitigazione della fascia perimetrale											
Opere elettromeccaniche:											
Montaggio strutture metalliche e tracker											
Montaggio moduli fotovoltaici											
Installazione Inverter e Trafo nelle Cabine di Campo											
Posa cavi BT in CC e in AC											
Cablaggio stringhe											
Posa cavi a 36 kV interni ai Lotti											
Posa cavi a 36 kV da Impianto FV a SE Tema RTN											
Cablaggio Trasformatori BT/AT nelle cabine di campo											
Installazione Quadri BT e AT e aux											
Collegamento elettrici											
Sistema di monitoraggio											
Collaudi/commissioning:											
Collaudo cablaggi											
Collaudo quadri											
Collaudo inverter											
Collaudo sistema monitoraggio											
Collaudo finale											

Fabbisogno di forza lavoro e mezzi in fase di costruzione

Si stima che il progetto in esame interessi, nella **fase di costruzione** fino a circa **280** unità lavorative impiegate nelle fasi principali e che la sua realizzazione si espliciti in circa **220** giorni lavorativi.

Sono state ipotizzate circa 190.000 ore di lavoro, per la maggior parte concentrate tra il mese n. 3 e il mese n. 9, con punte di personale nel mese n. 6 fino a 220 unità.

Il valore medio può attestarsi intorno alle 110 unità, di cui un quinto formato da tecnici specializzati o supervisori.



Si può ritenere, in prima approssimazione, che per la costruzione dell'intero impianto occorrano circa 0,035 ore/unità per kW installato.

FASE REALIZZATIVA	TIPOLOGIA DI RISORSA	UNITA LAVORATIVE IMPIEGATE
FASE PROGETTUALE	Topografi, Ingegneri, Periti, Geologi, Architetti, Geometri	8
PREDISPOSIZIONE AREA CANTIERE E APPROVVIGIONAMENTO MATERIALI	Operaio manovratore mezzi meccanici	6
	Operaio specializzato edile	4
	Squadra specialistica	2
	Trasportatore interno con mezzo	4
REALIZZAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO: OPERE CIVILI, SCAVI, POSA CAVI e RINTERRI	Operaio specializzato escavatorista	10
	Operaio specializzato edile	10
	Operaio specializzato gru e mezzi sollevamento	4
	Squadra specialistica tecnologia TOC	4
	Squadra battipalo con mezzi	10
	Squadra posa cavidotti e rinterro con mezzi	36
	Squadra recinzioni	10
REALIZZAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO: OPERE DI MITIGAZIONE	Tecnico aree verdi con mezzi	4
	Agronomo	1
	Operaio specializzato edile	4
REALIZZAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO: OPERE ELETTRICHE ed ELETTROMECCANICHE	Squadra montaggi elettromeccanici	40
	Squadra specialistica montaggio moduli	40
	Operaio specializzato edile	8
	Operaio specializzato elettrico BT/AT	8
	Squadra elettricisti	8
	Operaio specializzato elettrico	8

Fabbisogno di materie prime e utilizzazione di risorse naturali in fase di costruzione

Riguardo al fabbisogno di materie prime per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non si segnalano significativi potenziali fattori impattanti per acqua ed energia.

La fornitura di energia elettrica è necessaria soltanto per alimentare i moduli prefabbricati del campo base del cantiere, quadri, illuminazione e forza motrice, condizionatori, impianti di illuminazione esterni.

La fornitura di acqua necessaria in fase di costruzione riguarda esclusivamente bagni e mensa, impasti di calcestruzzo, cisterne per la compattazione del materiale arido di formazione dei rilevati stradali, piazzale del sistema di accumulo e scavi.

Tutela della risorsa idrica

La tutela della risorsa idrica sarà garantita attraverso la corretta gestione delle acque che circolano all'interno del cantiere e dei rifiuti generati dalle lavorazioni che possono interferire con il suolo, le acque superficiali e le profonde. Nello specifico saranno evitati i ristagni di acque predisponendo opportuni sistemi di regimazione delle acque meteoriche non contaminate. Si prevede inoltre la realizzazione di un sistema di regimazione perimetrale dell'area di cantiere che limiti l'ingresso delle acque meteoriche dilavanti dalle aree esterne al cantiere stesso, durante l'avanzamento dei lavori e compatibilmente con lo stato dei luoghi.

In caso di versamenti accidentali, il materiale sversato sarà circoscritto e raccolto, quindi si provvederà ad effettuare la comunicazione di cui all'art. 242 del D.lgs. n. 152/2006.

Inoltre, sulla base delle lavorazioni di cantiere, non è prevista la produzione di acque di lavorazione, le strutture per i pannelli fotovoltaici saranno infisse mediante battipalo senza ricorrere a perforazioni con fluido, non è previsto il lavaggio di betoniere in cantiere o altre operazioni di lavaggio dei mezzi.

Per i rifornimenti di carburanti e lubrificanti con mezzi mobili sarà garantita la tenuta e l'assenza di sversamenti di carburante durante il tragitto adottando apposito protocollo. Si provvederà al controllo della tenuta dei tappi del bacino di contenimento delle cisterne mobili ed evitare le perdite per traboccamento provvedendo a periodici svuotamenti. Si controlleranno inoltre giornalmente i circuiti oleodinamici.

Rispetto alle acque sotterranee, inoltre, si evidenzia che l'intervento (impianto fotovoltaico, cavidotto interrato in MT e SEU) non altera la vulnerabilità delle acque.

Fabbisogno di forza lavoro e mezzi in fase di esercizio

L'esercizio dell'impianto invece comporterà la nascita e la crescita di un indotto attorno all'impianto fotovoltaico che garantirà per almeno 30 anni (stima della vita utile dell'impianto) la presenza e l'occupazione permanente di figure professionali adibite alla manutenzione delle apparecchiature e delle aree verdi.

Verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Per la gestione a regime dell'impianto si prevede l'impiego di:

- n. 1 custode
- n. 3 lavoratori addetti alla manutenzione costante del verde e dell'impianto in un turno giornaliero;
- n. 4 lavoratori per la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Fabbisogno di materie prime e utilizzazione di risorse naturali in fase di esercizio

Riguardo al fabbisogno di materie prime per la gestione dell'impianto fotovoltaico in esercizio non si segnalano significativi potenziali fattori impattanti per acqua ed energia.

La fornitura di energia elettrica è necessaria soltanto per alimentare il consumo degli impianti ausiliari, quadri, illuminazione e forza motrice cabine, condizionatori, impianti di illuminazione e videosorveglianza.

Per il lavaggio dei pannelli non si prevede il prelievo di risorsa idrica ma l'impiego di acqua demineralizzata regolarmente acquistata e trasportata in loco.

VULNERABILITÀ PER RISCHIO DI GRAVI INCIDENTI O CALAMITÀ

Rischio di Incidente Rilevante (RIR) - Gli impianti a Rischio Incidente Rilevante (RIR) **sono quelli che utilizzano sostanze classificate come pericolose, e che per questo costituiscono un pericolo per le persone e per l'ambiente.**

NORMA DI RIFERIMENTO – Decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 (SEVESO III)

L'impianto di cui alla presente relazione **NON** rientra nel campo di applicazione del decreto

PIANO PRELIMINARE DI RIUTILIZZO IN SITO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

Le principali Normative Nazionali che regolano la gestione dei materiali da scavo sono:

D.Lgs 3 Aprile 2006, n.152 “Norme in materia ambientale”;

D.P.R 13 Giugno 2017, n.120 “Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell’articolo 8 del decreto legge 12 settembre 2014 n 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014 n. 164”.

La gestione delle terre e rocce da scavo rientra nel campo di applicazione della parte IV del d.lgs. n. 152/2006. Le terre e rocce possono essere escluse dalla disciplina dei rifiuti se ricorrono le condizioni previste dall’art. 185 d.lgs. 152/2006 relativo alle esclusioni dall’ambito di applicazione della suddetta disciplina. In particolare, sono esclusi dalla disciplina dei rifiuti:

art.1 comma c) “il suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato”.

Il caso di specie rientra tra i “Cantieri di grandi dimensioni sottoposti a VIA con volumi prodotti di terre e rocce da scavo superiori a 6.000 m³” (art.8), in cui è previsto l’utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina rifiuti (art.24), quando ricorrano le condizioni per cui le terre e rocce da scavo possano essere qualificate come Sottoprodotti (art. 4 DPR 120/2017).

Inoltre nel caso di riutilizzo in sito nell’ambito della realizzazione di opere o attività sottoposte a VIA, si applica quanto previsto all’art. 24, commi 3, 4, 5 e 6 del DPR 120/2017.

Nel caso in esame, in cui la produzione di terre e rocce da scavo avviene nell’ambito della realizzazione di opere sottoposte a valutazione di impatto ambientale, allo scopo di verificare in via preliminare la sussistenza delle condizioni e dei requisiti di cui all'[articolo 185, comma 1, lettera c\), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#), è stata redatta una Relazione di settore **REL 007 “Piano preliminare di riutilizzo in sito delle terre e rocce da scavo”**, escluse dalla disciplina dei rifiuti (a cui si rimanda per i dettagli) che contiene:

descrizione dettagliata delle opere da realizzare, comprese le modalità di scavo;

inquadramento ambientale del sito (geografico, catastale, geomorfologico, geologico, idrogeologico);

proposta del piano di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo da eseguire nella fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell’inizio dei lavori, che contenga almeno:

numero e caratteristiche dei punti di indagine;

numero e modalità dei campionamenti da effettuare;

parametri da determinare;

d) volumetrie previste delle terre e rocce da scavo;

e) modalità e volumetrie previste delle terre e rocce da scavo da riutilizzare in sito.

SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa vigente in materia: Testo Unico Sicurezza DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008, n. 81. “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007 n° 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” ed eventuali aggiornamenti intervenuti. Se è prevista la presenza di più imprese, anche non contemporaneamente, sarà necessaria la nomina di un Coordinatore per la progettazione che redigerà il Piano di Sicurezza e di Coordinamento ed il Fascicolo dell’opera. Successivamente, prima dell’affidamento dei lavori, il committente provvederà alla designazione di un Coordinatore per l’esecuzione dei lavori, con obblighi riportati nell’articolo 92 del suddetto Testo Unico Sicurezza.

Entrambe le nomine delle figure sopracitate dovranno rispettare i requisiti imposti dall’articolo 98 del Testo Unico Sicurezza.

FASE di ESERCIZIO - PIANO di MANUTENZIONE dell’OPERA e delle SUE PARTI

Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati, l’attività di gestione e di manutenzione dell’impianto nella sua fase di esercizio, al fine di mantenerne nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di qualità, l’efficienza ed il valore economico.

La manutenzione degli impianti elettrici ordinari e speciali, sia essa di tipo ordinaria che straordinaria, ha la finalità di mantenere costante nel tempo le loro prestazioni al fine di conseguire:

- Le condizioni di base richieste negli elaborati progettuali;
- Le prestazioni di base richieste quali illuminamento, automazione, ecc.;
- La massima efficienza delle apparecchiature;
- La loro corretta utilizzazione durante le loro vita utile.

Essa comprende quindi tutte le operazioni necessarie all’ottenimento di quanto sopra nonché a:

- Ottimizzare i consumi di energia elettrica;
- Garantire una lunga vita all’impianto, prevedendo le possibili avarie e riducendo nel tempo i costi di manutenzione straordinaria che comportano sostituzione e/o riparazione di componenti dell’impianto.
- Garantire ottimali condizioni di security, di safety e di regolazione e ottimizzazione degli ambienti.

Il Piano di Manutenzione si dovrà articolare nei seguenti documenti operativi, redatti ai sensi del D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207 Art.38

- Manuale d’uso
- Manuale di Manutenzione
- Programma di Manutenzione
- Schede per la redazione del Registro delle Verifiche

Per i dettagli del Piano di Manutenzione si rimanda alla REL 028 “PIANO DI MANUTENZIONE E GESTIONE DELL’IMPIANTO”

CAMPO ELETTRO-MAGNETICO

PREMESSA

Ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettromagnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati da linee e cabine elettriche, il DPCM 8 Luglio 2003 (art. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art. 4, c.2):

I limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 μ T) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;

Il valore di attenzione (10 μ T) e l'obiettivo qualità (3 μ T) del campo magnetico da intendersi come mediana nella 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere (ambienti tutelati).

Il valore di attenzione si riferisce ai luoghi tutelati esistenti nei pressi di elettrodotti esistenti; l'obiettivo di qualità si riferisce, invece, alla progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati esistenti o alla progettazione di nuovi luoghi tutelati nei pressi di elettrodotti esistenti. Il DPCM 8 Luglio 2003 all'art. 6 in attuazione della Legge 36/01 (art. 4 c.1 lettera h), introduce la metodologia di calcolo delle fasce di rispetto, definita nell'allegato al Decreto 29 Maggio 2008. Detta fascia comprende tutti i punti dei quali, in normali condizioni di esercizio, il valore di induzione magnetica può essere maggiore o uguale all'obiettivo di qualità.

Pertanto lo scopo del calcolo della DPA è quello di verificare che all'interno di tale distanza non vi siano luoghi, esistenti o in progetto, destinati a permanenza maggiore di 4 ore.

Se ciò si verifica il procedimento si ritiene concluso altrimenti sono necessarie ulteriori verifiche con calcoli basati su modelli analitici più dettagliati ed approfonditi delle fasce di rispetto.

CALCOLO DELLA DISTANZA DI PRIMA APPROSSIMAZIONE (DPA)

Si definisce DPA la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della DPA si trovi all'esterno delle fasce di rispetto.

In pratica la DPA rappresenta la distanza minima dall'asse del componente potenzialmente produttore di campo magnetico (conduttori aerei e interrati, cabine, trasformatori, sbarre, ecc) che garantisce valori di campo magnetico inferiori al limite consentito dalla legge.

La determinazione delle DPA è stata effettuata in accordo al D.M. del 29/05/2008.

In riferimento al presente progetto ai fini di valutare l'impatto elettromagnetico è stato eseguito il calcolo delle Distanze di Prima Approssimazione (DPA) dei seguenti elementi dell'impianto:

1. Cabina di campo di trasformazione con Trasformatore elevatore a 36 kV da 2.500 kVA
2. Collegamento in cavo interrato $2 \times (3 \times 1 \times 630) \text{ mm}^2$ 20.8/36 kV con conduttore in alluminio, tra la cabina di consegna e la SE TERNA nel punto di connessione;

Le configurazioni elencate sono quelle più gravose in termini di potenze e di conseguenza campi magnetici generati.

Dal calcolo della DPA del caso 1 si rileva che già ad una distanza di 5m dal trasformatore di maggiore potenza il valore di induzione magnetica è sceso al di sotto del valore limite di 3 μ T. Pertanto si può assumere, in modo cautelativo ed applicabile anche ai trasformatori con potenza inferiore, che il valore della DPA sia misurata a partire dalla parete esterna della cabina di campo e risulta **DPA = 5m**

Per quanto concerne il caso di una singola terna di cavi sotterranei di media tensione posati a trifoglio, la norma CEI 106-11 al cap.7.1 indica che con una profondità di posa pari a 0,80 m già al livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata si determina una induzione magnetica inferiore a 3 μ T. A maggior ragione, considerata una reale profondità di posa pari a 1,20 m, risulta al livello del suolo un valore ancora inferiore.

Dal calcolo della DPA del caso 2 si rileva che l'elettrodotto oggetto di studio produce un campo magnetico massimo, in corrispondenza all'asse centrale ad una profondità di 0,5m rispetto al piano di campagna, pari a 2,33 μ T, inferiore al limite fissato.

Per il caso in esame, risulta pertanto abbondantemente rispettato il valore limite di esposizione pari a 100 μ T lungo tutto il percorso dei cavi, così pure l'obiettivo di qualità pari a 3 μ T.

CONCLUSIONI

- Per i **cavidotti in AT** a 36 kV è stato preso in esame il caso più critico riferito alla tratta di connessione tra la Cabina di Consegna CC e la Nuova SE Terna, costituito da una doppia terna di cavi **ARE4H5E** con configurazione 2x(3x1x630 mmq): la distanza di prima approssimazione (0,5 m) è inferiore alle dimensioni della sezione di scavo (largh 0,9 m e profondità delle terne di cavi 1,2 m).
- Per le **cabine di campo** di trasformazione BT/AT distribuite all'interno del campo fotovoltaico la distanza di prima approssimazione è pari a **5 m** dal perimetro del trasformatore.

I valori di campo elettrico risultano rispettare i valori imposti dalla norma (<5000 V/m) in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno delle cabine di trasformazione BTAT il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

All'interno delle aree summenzionate delimitate dalle DPA non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Per approfondimenti si vedano la REL022 Relazione sull'impatto elettromagnetico e l'elaborato grafico EL023 DPA.

IMPATTO ACUSTICO

È stata condotta una verifica previsionale di impatto acustico ambientale con lo scopo di verificare che la futura attività di costruzione ed esercizio del campo fotovoltaico non sarà causa d'inquinamento acustico, in ottemperanza con il D.P.C.M. 01/03/91, la successiva Legge Quadro N 447 del 26/10/1995, il D.P.C.M. del 14/11/97, la L.R. 10 Agosto 2001 N° 13, il D.G.R. 8 Marzo 2002 N° 7/8313 e il Decreto Legislativo 17/02/2017 n. 42.

L'analisi è stata condotta per la fase di costruzione e di esercizio.

INDIVIDUAZIONE DEI RICETTORI SENSIBILI

Durante il sopralluogo dell'area oggetto di verifica, si è potuto constatare che non esistono ricettori sensibili prospicienti alle aree considerate. Il ricettore più prossimo alle sorgenti sonore in fase di esercizio (cabine di trasformazione) è l'agriturismo Bungalows Corona, distante circa 500 m dalla cabina di trasformazione più vicina.

Presso tali edifici è stato verificato il rispetto dei limiti normati secondo il criterio assoluto e differenziale.

INDAGINE FONOMETRICA

La misura è stata effettuata seguendo le indicazioni espresse nella Legge quadro sull'inquinamento acustico n° 447 del 26/10/95 e il DPCM 16/03/98 sulle tecniche di rilievo dell'inquinamento acustico.

Le misure sono state eseguite in condizioni meteorologiche buone ed in assenza di fenomeni perturbativi o precipitazioni atmosferiche, verificando, durante le fasi di rilievo, la mancanza di fenomeni esterni di disturbo.

Lo strumento è stato calibrato prima e dopo i rilievi, verificando che lo scarto tra le due misure risultasse inferiore a 0.5 dB di differenza.

Per effettuare i rilievi ci si è posti ad un metro di distanza dalle eventuali superfici riflettenti, e a circa 1.5 metri da terra.

I rilievi fonometrici sono stati effettuati in esterno rilevando così i livelli residuali e ambientali caratteristici dell'area; per effettuare le misure ci si è recati sul posto tra le 20.00 e le 02.00.

STRUMENTAZIONE UTILIZZATA

Per la raccolta e la gestione dei dati si sono utilizzati i seguenti strumenti:

- Analizzatore statistico/ fonometro integratore SVAN959 della ditta Svantek
- calibratore Aclan mod. CAL01

Tutti i dati rilevati sono stati memorizzati all'interno dello strumento, ed in seguito stampati per una successiva elaborazione.

Il fonometro risulta omologato in classe 1 secondo gli standard EN 60804 ed EN 60651 ed è dotato di filtri a norma EN 61260/1995 ed EN 61094/1/4-1995; ed è stato opportunamente calibrato prima e dopo la misura tramite un calibratore Aclan mod. CAL01 rispondente alle normative CEI 29-4.

La strumentazione è di recente produzione, ed è dotata di certificazione di taratura rilasciata da laboratorio certificato.

SORGENTI SONORE IN FASE DI COSTRUZIONE

Le sorgenti sonore presenti durante l'attività di costruzione sono costituite dalla combinazione di alcune attività base di seguito elencate combinate nella maniera più sfavorevole per i singoli recettori. L'orario di lavoro si articolerà su turni di otto ore con intervallo 08:00-12:00 e 13:00-17:00,

Fasi:

1. Infissioni Pali con macchine battipalo
2. Scavi linee elettriche
3. Predisposizione delle strade, movimentazione terra, posa cavi, rinterro

MACCHINARI Leq (dBA)

- Seghe circolari 90 + 95
- Pompe per calcestruzzi 90 + 95
- Vibratori ad immersione 80 + 85
- Escavatori idraulici 90 + 95
- betoniera a bicchiere 70 + 75
- Rulli vibranti 90 + 95
- Fresatrici portatili 100 + 105
- Trapani elettrici a percussione 90 + 95
- Autocarro 78 + 85
- Pala meccanica gommata 85 + 90
- Pala meccanica cingolata 90 + 100
- Gruppo elettrogeno 85 + 90
- Battipalo a motore diesel 95 + 100
- Battipalo a caduta libera 85 + 90
- Trivellatrici per pali 85 + 90

SORGENTI SONORE IN FASE DI ESERCIZIO

Le uniche fonti di rumore a regime sono gli inverter e le ventole di raffreddamento delle cabine di trasformazione. Tali cabine sono distanti dai confini nel nostro progetto e quindi dall'esterno anche con impianti di raffreddamento in funzione, non è udibile alcun rumore. Di notte l'impianto è non funzionante e quindi l'impatto acustico è nullo.

Il traffico presente sulla viabilità circostante è medio-basso e il contributo apportato dall'attività sarà nullo rispetto alla situazione attuale, di conseguenza si considereranno invariati i livelli rispetto alla situazione presente.

Gli inseguitori solari non emettono rumore.

L'inverter ha una bassa rumorosità.

CONCLUSIONI

A fronte della verifica previsionale effettuata si ritiene che l'attività di **esercizio e costruzione** dell'impianto FV nel comune di Bonorva garantirà il rispetto dei limiti massimi d'immissione sonora nell'ambiente durante tutte le attività di cantiere:

- **Fase di esercizio impianto:** vengono rispettati i limiti di emissione sonora vigenti.
- **Attività di cantiere:** vengono rispettati i limiti di emissione sonora vigenti.

Solamente durante l'esecuzione di alcune attività non viene rispettato il limite differenziale:

- **Infissione sostegni con macchina battipalo:** non vengono rispettati i limiti di emissione sonora vigenti
- **Attività di scavo:** non vengono rispettati i limiti di emissione sonora vigenti.

Di conseguenza si consiglia di chiedere deroga per i limiti acustici al comune interessato chiedendo di poter arrivare a 70dB in facciata ai ricettori più esposti.

Dato che il cantiere è in movimento le giornate realmente interessate da disturbo per ogni ricettore si limitano a 2 o 3 massimo.

Per approfondimenti si rimanda all'elaborato REL029 RELAZIONE PRELIMINARE IMPATTO ACUSTICO.

FASE di DISMISSIONE - PIANO di DISMISSIONE e RIPRISTINO dello STATO dei LUOGHI

Al termine del ciclo di vita dell'Impianto Fotovoltaico, stimato in 30 anni, è previsto lo smantellamento delle strutture ed il ripristino del sito che potrà essere completamente recuperato alla iniziale destinazione d'uso. Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

COMPONENTI E MANUFATTI DA DISMETTERE E SMALTIRE:

Pannelli FV:

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consistiranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di 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;

Strutture di sostegno:

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

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

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

Inverter e Trasformatori:

Gli inverter e i Trasformatori sono classificati come rifiuti speciali non pericolosi al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 c/Kg.

Inverter e trasformatori sono apparati elettrici e meccanici "ricchi" di materiali pregiati (componentistica elettronica) e saranno smaltiti tramite conferimento ad appositi impianti specializzati nel rispetto delle normative vigenti.

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

Impianto elettrico e cavidotti interrati:

Le linee elettriche vengono rimosse conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame e l'alluminio degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche vengono inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

È prevista la bonifica dei cavidotti in bassa e media tensione mediante scavo e recupero cavi elettrici, rete di terra, fibra ottica del sistema di controllo dell'impianto di controllo remoto e tubazioni in PVC. Recupero rame e alluminio e trasporto e smaltimento in centro di riciclaggio.

Recupero plastica delle tubazioni per il passaggio dei cavi e trasporto e smaltimento in discarica autorizzata.

Successivamente si procederà al ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto con riporto di materiale agricolo, ove necessario, ripristino della coltre superficiale come da condizioni ante-operam, ovvero apporto di vegetazione e di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone laddove persistenti. Il ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto sarà eseguito con riporto di materiale adatto (pietrisco, ghiaia) con compattazione dello stesso e ripristino del manto stradale bituminoso, secondo le normative locali e nazionali vigenti, nelle aree di viabilità pubblica.

Cabine di campo, cabine di smistamento e cabina di consegna:

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate, ai quadri elettrici, inverter e trasformatori si procede alla demolizione ed allo smaltimento presso aziende specializzate del settore e nel rispetto delle normative vigenti in materia.

In merito alle platee in calcestruzzo si prevede la demolizione ed il conferimento a discarica autorizzata, sempre nel rispetto delle normative vigenti in materia.

Recinzione area e sistema di illuminamento e videosorveglianza:

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, viene rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. Le fondazioni in calcestruzzo dei paletti e dei cancelli vengono demolite e conferite a discarica autorizzata.

I pali di illuminazione saranno rimossi tramite smontaggio ed inviati a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche, mentre i plinti di fondazione in calcestruzzo saranno demoliti e conferiti a discarica autorizzata.

Viabilità interna ed accessi:

La pavimentazione in pietrisco o altro materiale inerte della strada perimetrale e della viabilità interna è rimossa tramite scavo superficiale e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione. La superficie dello scavo viene raccordata e livellata col terreno circostante, e lasciata rinverdire naturalmente. In alternativa, si può procedere alla copertura del tracciato con terreno naturale seminato a prato polifita poliennale, in modo da garantire il rapido inerbimento e il ritorno allo stato naturale. La viabilità interna, inerbata e mantenuta allo stato naturale già durante l'esercizio dell'impianto, sarà lasciata inalterata.

Mitigazione perimetrale e opere a verde:

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe a mitigazione e delle altre opere a verde realizzate nelle aree di buffer, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

I rifiuti generati nelle varie fasi saranno sempre ritirati e gestiti da ditte terze incaricate, regolarmente autorizzate alle operazioni di smaltimento e/o di recupero previste per i vari CER.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione)
2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact
3. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.
4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno
6. Smontaggio sistema di illuminazione
7. Smontaggio sistema di videosorveglianza
8. Rimozione cavi da canali interrati
9. Rimozione tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi
10. Rimozione pozzetti di ispezione
11. Rimozione parti elettriche dai prefabbricati e dai quadri BT e MT
12. Smontaggio struttura metallica Tracker
13. Rimozione del fissaggio al suolo
14. Rimozione inverter
15. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione.
16. Rimozione manufatti prefabbricati
17. Rimozione recinzione e cancelli
18. Rimozione sistema di illuminazione e videosorveglianza
19. Rimozione ghiaia dalle strade
20. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento

CLASSIFICAZIONE DEI RIFIUTI

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti elementi:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici
- Fondazioni e Piattaforme in cls
- Cabine elettriche in cemento armato prefabbricato
- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici: ferro e acciaio
- Cavi elettrici: rame e alluminio
- Tubazioni in pvc per il passaggio dei cavi elettrici: plastica
- Pietrisco per la realizzazione della viabilità interna semplicemente posato sul terreno
- Fascia di mitigazione perimetrale e opere a verde: Rifiuti biodegradabili

Di seguito si riporta il codice CER relativo ai materiali suddetti:

codice CER	Descrizione
16 04 14	apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione delle piattaforme delle cabine, delle fondazioni della recinzione, cancelli, pali di illuminazione e videosorveglianza e dai piazzali della SSEE utente e Sistema di Accumulo)

17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, recinzione perimetrale, cancelli, pali illuminazione e videosorveglianza, SSEE Utente e Sistema di Accumulo)
17 04 01	Cavi in rame
17 04 02	Alluminio (cavi in alluminio e cornici dei moduli FV)
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia utilizzata per realizzare la viabilità)
20 02 01	Rifiuti Biodegradabili (opere siepe perimetrale e colture agro-fotovoltaico)

DISMISSIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI - CRONOPROGRAMMA										
N.	Attività	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9
1	Allestimento, organizzazione delle aree di cantiere, disconnessione dell'impianto e messa in sicurezza									
2	Rimozione dei pannelli fotovoltaici									
3	Rimozione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici									
4	Rimozione delle apparecchiature elettriche									
5	Demolizione strutture prefabbricate Locali Tecnici									
6	Demolizione cavidotti e rimozione delle linee elettriche interrate									
7	Demolizione opere civili (fondazioni in cls)									
8	Demolizione opere civili (viabilità interna)									
9	Rimozione Recinzione e cancelli									
10	Rimozione illuminazione e videosorveglianza									
11	Rimozione Pianta Fascia Mitigazione perimetrale									
12	Carico e trasporto a discarica o centro di recupero									
13	Ripristini									
14	Rimozione delle aree di cantiere									

Per i dettagli si rimanda alla REL 009 "PIANO DI DISMISSIONE E SMALTIMENTO DELL'IMPIANTO FV".

ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI

La metodologia utilizzata per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico è basata sul confronto dei costi e dei benefici dell'investimento sostenuto per la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici.

L'analisi è stata svolta confrontando l'insieme dei costi stimati di realizzazione dell'opera e degli oneri di esercizio e manutenzione con l'aggregazione dei principali benefici quantificabili e monetizzabili che si ritiene possano scaturire dall'entrata in servizio delle nuove installazioni.

I benefici principali derivanti dalla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico sono:

1. maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale
2. minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita
3. incremento di affidabilità della rete
4. maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva
5. minori emissioni di CO₂ in atmosfera,
6. accelerazione della Phase Out dal carbone

La peculiarità di un impianto fotovoltaico è che questo richiede un forte impegno di capitale iniziale e basse spese di manutenzione. Un modulo fotovoltaico mediamente nel suo ciclo di vita produrrà quasi 10 volte l'energia che è stata necessaria per produrlo, mentre nell'arco di 3 anni vengono compensate le emissioni di CO₂ prodotte per realizzarlo. Questo significa che restano mediamente altri 25 anni del suo ciclo di vita in cui questo produce energia elettrica senza emettere CO₂ (carbon free).

La vita di un generatore fotovoltaico può essere a oggi stimata intorno ai 30 anni.

Per l'impianto in oggetto, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **78.000 MWh**, e la perdita di efficienza del 1% per il primo anno e di 0,40 % per i successivi, si evita di immettere in atmosfera 31.200 Ton CO₂ nel primo anno ed un totale di 879.400 Ton. CO₂ nell'intero ciclo di vita di 30 anni.

Il risparmio sul combustibile sarà di 14.586 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) per il primo anno e di 410.722 TEP nell'intero ciclo di vita di 30 anni.

Oltre ai benefici in termini ambientali, un impianto fotovoltaico rappresenta un vero e proprio investimento economico.

SCENARIO NAZIONALE

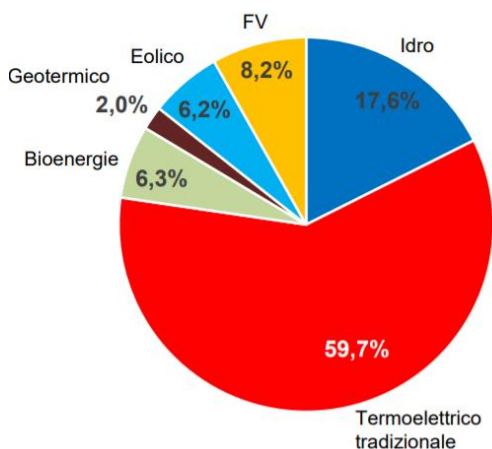
Negli ultimi anni le energie rinnovabili, sulla spinta delle politiche originate dalla Direttiva 20-20-20, hanno conosciuto, in Italia più che in altri Paesi, un rapido sviluppo. Sebbene nascano per obiettivi ambientali, le rinnovabili comportano una serie di "effetti collaterali" in larga parte positivi.

Innanzitutto, un aumento del loro peso nel fuel mix contribuendo alla sicurezza della fornitura energetica nazionale, riducendo la dipendenza dalle fonti fossili e dalle importazioni.

In secondo luogo, fotovoltaico ed eolico contribuiscono alla riduzione dei prezzi sui mercati elettrici grazie all'effetto peak shaving.

Consistenti sono, poi, le ricadute economiche dirette e indirette sul sistema Paese, sviluppando indotto sul territorio e di conseguenza generando occupazione.

Ripartizione della produzione di energia elettrica per fonte (2018)



Produzione complessiva energia elettrica in Italia (2018):

280.234 GWh

Produzione complessiva energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia (2018):

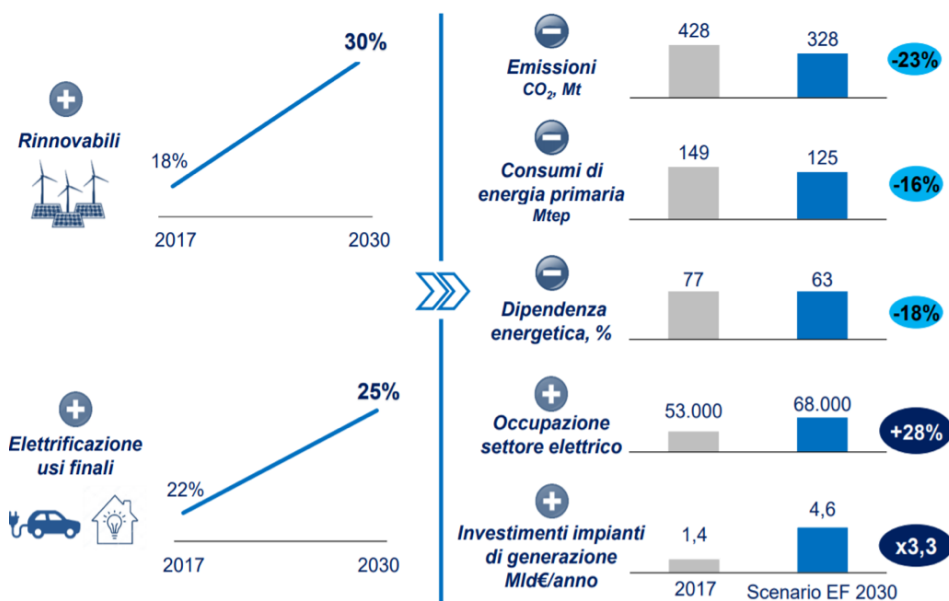
112.847 GWh (40,3% del totale)

I dati del 2018 evidenziano che la produzione di energia elettrica da FER supera il 40,3% con una quota parte del Fotovoltaico pari all'8,2%.

Le ricadute economiche di tutte le rinnovabili hanno un impatto importante sulla filiera occupazionale italiana. Questa analisi riguarda solo i profili strettamente economici, calcolando il valore aggiunto diretto degli operatori del settore, i consumi indiretti (generati dai salari percepiti dai relativi addetti) e il valore aggiunto relativo alle imprese fornitrici o clienti del settore delle rinnovabili (indotto).

La stima dell'occupazione prende in considerazione le diverse fasi della catena del valore (fabbricazione di tecnologie e componenti, progettazione ed installazione di impianti, finanziamento, esercizio e manutenzione) e le diverse tecnologie (fotovoltaico, eolico onshore e off-shore, mini idroelettrico, geotermia, biomasse, solare termico, teleriscaldamento, pompe di calore, ecc.)

Rispettando gli obiettivi che l'Italia si è data con Il Piano Nazionale Energia e Clima nel 2030 si avrà una considerevole riduzione delle emissioni, dei consumi di energia primaria, della dipendenza energetica ed un contestuale aumento dell'occupazione pari al 28% per un incremento di circa 15.000 unità.



Previsioni del Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030

DEFINIZIONI

Creazione di valore aggiunto

Il **valore aggiunto** è l’aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive).

Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal **numero di Unità di lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi** (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal **numero Unità di lavoro indirettamente correlate alla produzione di un bene o servizio** e includono le unità di lavoro nei settori “fornitori” della filiera sia a valle sia a monte.

Occupazione permanente

L’occupazione permanente si riferisce alle **Unità di lavoro impiegate per tutta la durata del ciclo di vita del bene** (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

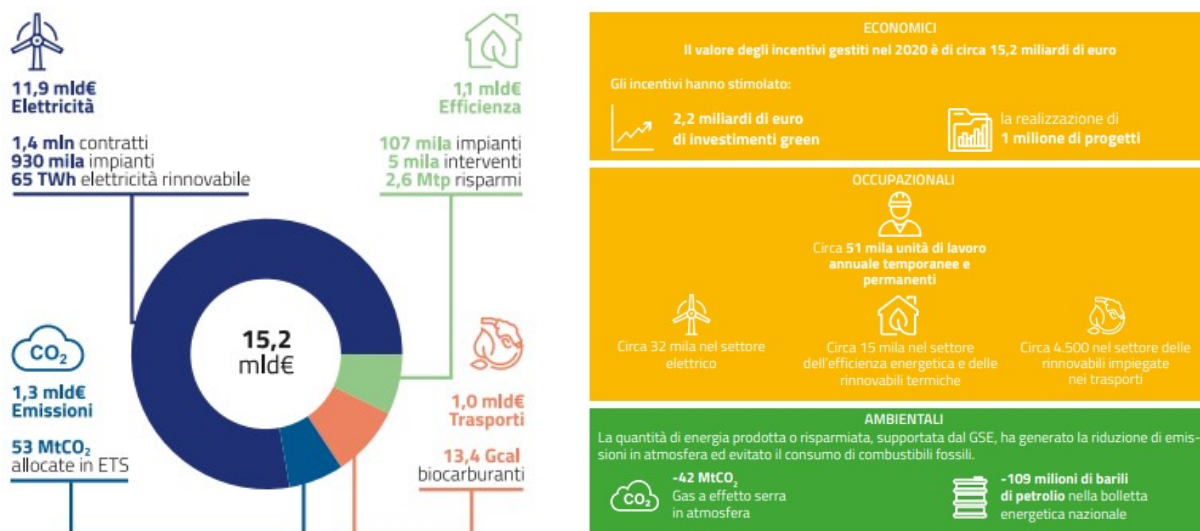
Occupazione temporanea

L’occupazione temporanea indica le **Unità di lavoro nelle attività di realizzazione di un certo bene**, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Unità di lavoro (ULA)

Una ULA rappresenta la **quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno**, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità di lavoro a tempo pieno (220 giorni annui per 8 ore al giorno).

Il GSE stima che nel corso del 2020 la quantità di energia prodotta o risparmiata ha contribuito alla generazione di una serie di impatti positivi in termini di investimenti generati, nuovi occupati ed emissioni evitate.



Gli occupati sono distribuiti lungo le diverse fasi della filiera (fabbricazione di impianti e componenti, installazione e O&M) e calcolati in termini differenziali, cioè considerando solo i posti di lavoro che non esisterebbero in assenza di FER.

Le rinnovabili creano anche rilevanti ricadute sul PIL, generando nuove attività economiche, sia industriali che di servizi. Il valore aggiunto generato dall'indotto in questi comparti, al netto di quanto pertinente agli occupati diretti, si divide nelle due fasi di vita degli impianti (quella di cantiere e quella di funzionamento).

CATENA DEL VALORE SOLARE

Ai fini di una maggiore comprensione, di seguito vengono fornite le definizioni di ciascuna fase della catena del valore riferita al solare:

1. *“Manufacturing” (M, Produzione): in questa fase si inseriscono tutte le attività connesse alla produzione dei moduli fotovoltaici, comprese le attività di ricerca e sperimentazione. Il tipo di occupazione associata a questa fase sarà definita in funzione del periodo di tempo necessario per consentire a un impianto appena ordinato di essere prodotto e per tale motivo ci si riferisce a questo tipo di occupazione con il termine di “occupazione temporanea”.*
2. *“Construction and Installation” (CI, Costruzione e Installazione): comprende le operazioni relative a progettazione, costruzione e installazione di un impianto, comprese le attività di assemblaggio degli inverter e delle varie componenti accessorie (BOS Balance of System) finalizzate alla consegna dell'impianto. In tale ambito l'occupazione sarà definita per il tempo necessario per consentire a un impianto di essere installato e di entrare in funzione (anche in questo caso si tratterà dunque di “occupazione temporanea”).*
3. *“Operation and Maintenance” (O&M, Gestione e Manutenzione): si tratta di attività, la maggior parte delle quali di natura tecnica, che consentono alle centrali e agli impianti di produrre energia nel rispetto delle norme e dei regolamenti vigenti. O&M è a volte considerato anche come un sottoinsieme di asset management, ossia della gestione degli assetti finanziari, commerciali ed amministrativi necessari a garantire e a valorizzare la produzione di energia dell'impianto per rispondere al flusso di entrate appropriato e a minimizzarne i rischi. In questo caso il tipo di occupazione prodotta avrà la caratteristica di essere impiegata lungo tutto il periodo di funzionamento dell'impianto e per tale motivo ci si riferisce ad essa con la qualifica di “occupazione permanente”.*
4. *“Decommissioning” (D, Dismissione): in questa fase le attività sono quelle connesse alla dismissione degli impianti e al recupero/riciclo dei moduli il cui inizio è previsto in relazione alla durata del funzionamento (vita utile) degli impianti.*

Facendo riferimento a queste definizioni e ai precedenti studi e tenuto conto di alcuni fattori correttivi, necessari per adattare la realtà europea a quella italiana, l'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile) ha elaborato delle tabelle occupazionali relative all'anno 2012.

2012	Fasi	MW	EF Ita	Occupati
M	Silicio e wafer	3646	1,32	4813
	Moduli e celle			
	BOS e inverter			
CI		3646	1,48	5396
O&M		16690	0,09	1502
Totale Diretti				11674

Tabella Calcolo degli occupati nella catena del valore FV in Italia (Fonte: ENEA)

POSIZIONE DEL GSE

Il graduale, ma costante, sviluppo delle fonti rinnovabili è particolarmente significativo per il Paese, poiché genera ricadute economiche e occupazionali. Un volano di crescita a livello sociale e per il territorio, ma più in generale per lo sviluppo del Sistema Paese.

Con il D.Lgs. 28/2011 è stato affidato al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) il compito di stimare gli impatti del settore delle energie a fonti rinnovabili sulle ricadute occupazionali.

Il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia, secondo il quale le ricadute occupazionali stimate non valutano il numero di addetti, ma sono espresse in termini di Unità Lavorative Annuali (ULA), ove una ULA indica la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.

Nel modello si intende per occupazione «permanente» quella relativa a tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti), mentre per occupazione «temporanea» quella correlata alle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

La metodologia adottata, largamente utilizzata a livello internazionale, consente di stimare la quantità di lavoro, direttamente o indirettamente correlata al fenomeno osservato, impiegata annualmente a tempo pieno in tutti i settori dell'economia.

Per il 2020 si stima in via preliminare che siano stati investiti oltre 1,1 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (807 mln€).

Il nuovo Valore Aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,7 mld€, generando occupazione temporanea diretta e indiretta (ULA) pari a 7.746 unità e occupazione permanente diretta e indiretta (ULA) pari a 33.850 unità.

Tutte le valutazioni sul 2020 sono da intendere come preliminari e soggette ad aggiornamento.

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	807	393	668	5.187	6.160
Eolico	123	328	308	853	3.807
Idroelettrico	176	1.055	893	1.610	11.939
Biogas	1	538	416	7	5.953
Biomasse solide	8	604	270	73	3.764
Bioliquidi	2	557	115	16	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.117	3.534	2.713	7.746	33.850

RICADUTE OCCUPAZIONALI

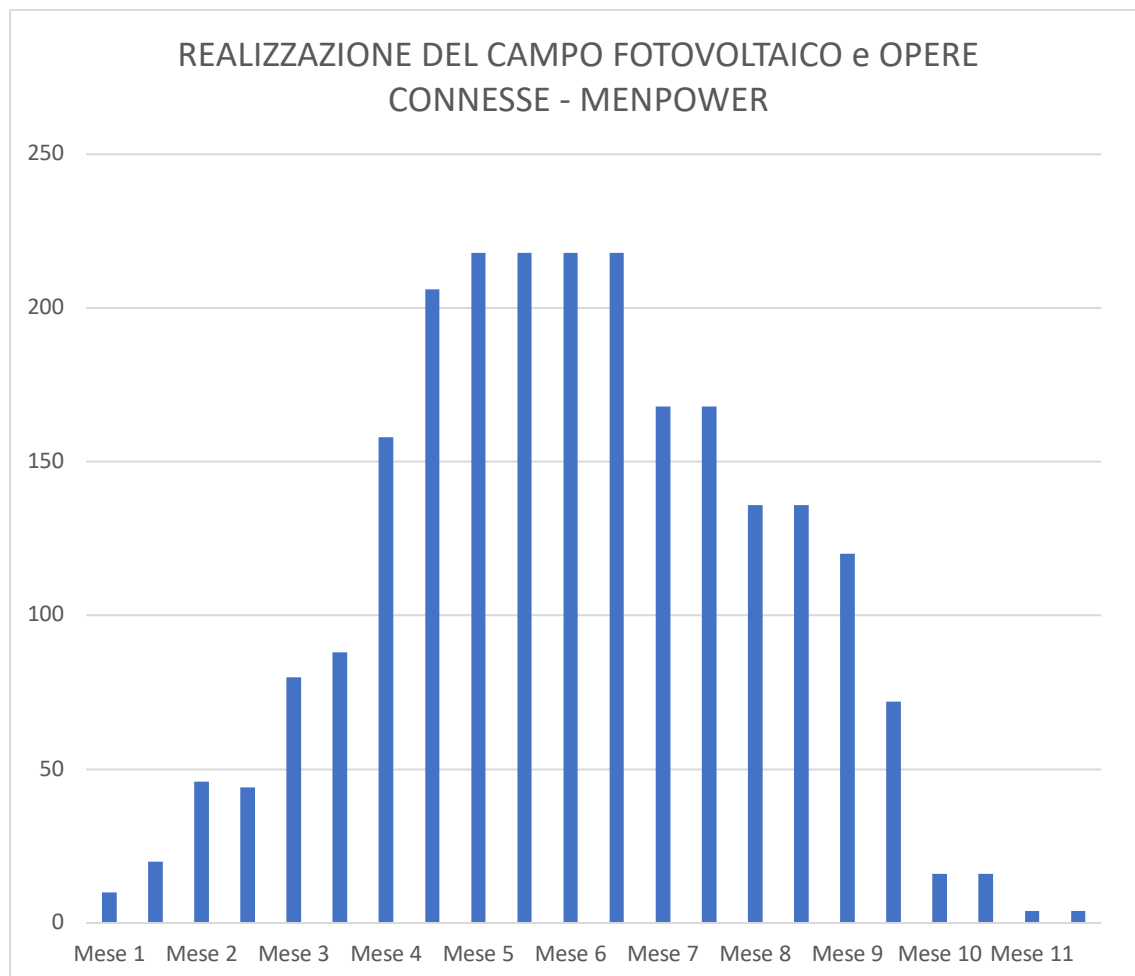
L'analisi delle Ricadute Occupazionali inerenti la realizzazione del parco agrivoltaico denominato "SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO", della potenza di picco di 42,345 Megawatt (MW), vuole dimostrare la valenza del progetto non solo dal punto di vista dello sviluppo sostenibile e della produzione dell'energia ma anche in termini di ricadute economiche dirette e indirette che esso riversa sul territorio.

Facendo riferimento alle definizioni riportate precedentemente riguardo la catena del solare, le attività principali su cui bisogna determinare l'occupazione sono quelle di Progettazione e di Installazione dell'impianto ("*Construction and Installation*") definite come attività "temporanee" e quelle riferite alla Gestione e alla Manutenzione dello stesso ("*Operation and Maintenance*") che saranno del tipo "permanente".

Si è voluto escludere da questo studio le fasi di Produzione e di Dismissione dell'impianto in quanto non direttamente correlate alle precedenti, nonostante anche per essi gli impatti su larga scala sull'occupazione sono da ritenersi assolutamente positivi.

FASE DI COSTRUZIONE E INSTALLAZIONE

Si stima che il progetto in esame interessi, nella fase "*Construction and Installation*" circa **280** unità lavorative impiegate nelle suddette fasi principali e che la sua realizzazione si espliciti in circa **220** giorni lavorativi.



Come si vede dal grafico sono state ipotizzate circa 190.000 ore di lavoro, per la maggior parte concentrate tra il mese n. 3 e il mese n. 9, con punte di personale nel mese n. 6 fino a 220 unità.

Il valore medio può attestarsi intorno alle 110 unità, di cui un quinto formato da tecnici specializzati o supervisori.

Si può ritenere, in prima approssimazione, che per la costruzione dell'intero impianto occorranza circa 0,035 ore/unità per kW installato.

FASE DI ESERCIZIO

L'esercizio dell'impianto invece comporterà la nascita e la crescita di un indotto attorno all'impianto fotovoltaico che garantirà per almeno 30 anni (stima della vita utile dell'impianto) la presenza e l'occupazione permanente di figure professionali adibite alla manutenzione delle apparecchiature e delle aree verdi.

Verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso. Anche in questa fase di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto, si prevede di utilizzare, compatibilmente con la reperibilità e le professionalità necessarie, risorse locali. 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 riguarderà le seguenti attività:

- attività di controllo e vigilanza dell'impianto che si protrarrà per l'intero arco della giornata (24 ore) tramite la verifica a vista diretta e/o con l'ausilio di sistemi integrati di sorveglianza e di informatizzazione (video-sorveglianza, controllo remoto, sistemi automatici di allarme, ecc.);
- monitoraggio giornaliero della funzionalità tecnica e produttiva dell'impianto;
- controllo visivo e verifica dei componenti elettrici costituenti l'impianto, sia per quello che concerne la produttività che la protezione;
- pulizia dei moduli (o pannelli) ogni qualvolta le condizioni climatico-atmosferiche lo dovessero richiedere (successivamente a precipitazioni piovose ad alta concentrazione di fanghi e sabbie o nei periodi particolarmente siccitosi e polverosi), tramite lavaggio da effettuarsi con ausilio di botte irroratrice (carro botte trainato da trattore a ruote) al fine di garantire la pressione necessaria in grado di asportare le impurità sugli specchi. Per il lavaggio non verranno usati additivi o solventi di nessuna sorta;
- manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.);
- monitoraggio dell'impianto a regime;
- ipotesi di realizzazione a breve-medio termine di attività didattico-formativa nell'area occupata dall'impianto, tramite visite guidate, eventuali convegni e/o seminari o corsi formativi per scuole di vario livello (elementari, e medie inferiori e/o superiori) finalizzati alla sensibilizzazione ed approfondimento dei temi ambientali e del loro connubio con strutture di produzione energetica da fonti rinnovabili, inesauribili e prive di effetti diretti e/o collaterali inquinanti.

Per la gestione a regime dell'impianto si prevede l'impiego di:

- n. 1 custode
- n. 3 lavoratori addetti alla manutenzione costante del verde e dell'impianto in un turno giornaliero;
- n. 4 lavoratori per la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche.

RICADUTE OCCUPAZIONALI SULLA REALTÀ LOCALE

La costruzione e la gestione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale.

Infatti, sia per la fase di costruzione che per quelle di esercizio e dismissione è previsto di utilizzare in larga parte risorse locali, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie.

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, recinzione, fondazioni cabine): operai generici, operai specializzati, escavatoristi, ruspisti, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio tracker e pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici.
- sviluppo agricolo delle aree buffer e delle superfici tra le file dei tracker destinate alla componente agricola del progetto: imprenditori agricoli, 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.

La fase di costruzione dell'impianto genererà un forte indotto sulla componente indiretta locale nel comparto delle cave di prestito di materiale inerte e negli stabilimenti di produzione di calcestruzzo, nonché per le discariche e gli impianti di trattamento dei rifiuti.

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 e gli imprenditori agricoli che si incaricheranno delle operazioni di semina e raccolta delle coltivazioni nelle aree destinate alla convivenza dell'attività agricola con quella di produzione di energia.

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 operai agricoli/giardinieri per la manutenzione, piantagione e raccolta del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde, semina, raccolta ecc.).

QUADRO ECONOMICO GENERALE

COSTO DI REALIZZAZIONE PROGETTO

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto è riportato nel quadro economico generale di seguito allegato:

Impianto Agrivoltaico "SOLARE BONORVA S'ENA 'E SUNIGO" da 42,345 MWp - BONORVA (SS) - SARDEGNA - QUADRO ECONOMICO GENERALE				
Valore complessivo dell'opera privata				
ID	DESCRIZIONE	IMPORTI in €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A)	COSTO DEI LAVORI		IVA 10%	
A.1)	Interventi previsti (inclusa dismissione)	€ 32.180.252,29	3.218.025,23 €	35.398.277,51 €
A.2)	Opere di mitigazione	€ 166.698,06	16.669,81 €	183.367,87 €
A.3)	Spese previste da Studio di impatto ambientale, studio preliminare ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 24.100,00	2.410,00 €	26.510,00 €
A.4)	Opere connesse	€ 2.015.304,48	201.530,45 €	2.216.834,93 €
A.5)	Oneri di sicurezza	€ 338.385,04	0,00 €	338.385,04 €
	TOTALE A	€ 34.724.739,87	3.438.635,48 €	38.163.375,35 €
B)	SPESE GENERALI		IVA 22%	
B.1)	Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità	€ 997.247,40	€ 219.394,43	1.216.641,83 €
B.2)	Spese consulenza e supporto tecnico	€ 50.000,00	€ 11.000,00	61.000,00 €
B.3)	Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 60.000,00	€ 13.200,00	73.200,00 €
B.4)	Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	€ 20.000,00	€ 4.400,00	24.400,00 €
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	€ 15.000,00	€ 0,00	15.000,00 €
B.6)	Imprevisti	€ 347.247,40	€ 76.394,43	423.641,83 €
B.7)	Spese varie	€ 10.000,00	€ 2.200,00	12.200,00 €
	TOTALE B	€ 1.499.494,80	€ 326.588,86	€ 1.826.083,65
C)	eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge			
(A+B+C)	"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)	€ 36.224.234,66	€ 3.765.224,34	€ 39.989.459,00

Modulo M3

RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Normativa Nazionale di Riferimento

- REGIO DECRETO 11 dicembre 1933 n° 1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici";
- LEGGE 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- DPR 8 giugno 2001 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità" e s.m.i.;
- DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";
- D.L. 22 gennaio 2004 n° 42 "Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";
- DM 29 maggio 2008 (GU n. 156 del 5 luglio 2008) "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".
- D.L. 29 DICEMBRE 2003, N. 387 - "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D. INTERMINISTERIALE 10 SETTEMBRE 2010 - "Autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D.L. DEL 3 MARZO 2011, N. 28 - "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";
- D.M. 6 LUGLIO 2012 - "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici - Attuazione articolo 24 del Dlgs 28/2011";
- **Decreto "semplificazioni" (D.L. 31/05/2021 n. 77)**, coordinato con la Legge di conversione **L. 29/07/2021 n. 108** – Governance del PNRR e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.
- **D.L. 8 novembre 2021, n. 199** – "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- **LEGGE 27 aprile 2022, n. 34** di conversione in legge con modificazioni del DL 1 marzo 2022, n. 17 (cd "Decreto Energia")
- **D.L. 17 maggio 2022, n. 50** – "Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, ..." (cd "Decreto Aiuti")
- **Linee guida Impianti Agrivoltaici** pubblicato dal MASE il 27 giugno 2022
- **D.L. 24 febbraio 2023, n. 13** convertito dalla **LEGGE 21 aprile 2023, n. 41** – "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Normativa Regionale di Riferimento

- D.G.R. n. 28/56 del 26.7.2007 e Allegato “Studio per l’individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici”
- D.G.R. n. 3/17 del 16.1.2009 “Modifiche allo Studio per l’individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici” che modifica la D.G.R. n. 28/56 del 26.7.2007
- Allegato B (“Individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici a terra”), alla DGR 3/25 del 23 gennaio 2018 “Linee guida per l’Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell’articolo 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003 e dell’articolo 5 del D.Lgs. 28 del 2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1 giugno 2011” e alla D.G.R. n. 27/16 del 1.06.2011 “Linee guida attuative del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
- Modifica della D.G.R. n. 25/40 del 1.7.2010.”, che modifica, per le parti riguardanti gli impianti fotovoltaici, le DGR. n. 28/56 del 26.7.2007 e DGR n. 3/17 del 16.1.2009.
- D.G.R. n. 45/34 del 12.11.2012 “Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale di cui alla D.G.R. n. 3/17 del 16.1.2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale n. 224/2012. Indirizzi ai fini dell’attuazione dell’art 4 comma 3 del D.Lgs. n. 28/2011.”, che modifica, per le parti riguardi gli impianti eolici, le DGR. n. 28/56 del 26.7.2007, DGR n. 3/17 del 16.1.2009, DGR n. 27/16 del 1.06.2011.
- DGR n. 40/11 del 7.8.2015 “Individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione degli impianti alimentati da fonti di energia eolica”, che modifica, per gli impianti eolici, le parti in contrasto con le DGR. n. 28/56 del 26.7.2007, DGR n. 3/17 del 16.1.2009, DGR n. 27/16 del 1.06.2011, DGR n. 45/34 del 12.11.2012.
- Allegato B alla Delib.G.R. n. 27/16 del 1.6.2011 - Individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3. delle "Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010
- La DGR n.59-89 del 27 novembre 2020 ha approvato le Linee di indirizzo strategico per l’aggiornamento del Piano Energetico Ambientale regionale.
- La DGR n.1175 del 27 settembre 2022 ha adottato il Documento Preliminare del Nuovo Piano Energetico Regionale e del Rapporto Ambientale Preliminare ed avvio della Valutazione Ambientale Strategica (VAS), in particolare, della consultazione con i soggetti competenti in materia ambientale.

NORME APPLICABILI

- **CEI 0-2** “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”
- **CEI 0-13** “Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature”
- **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 0-21**: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 11-20**: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- **CEI 82-25**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- **CEI 82-25; V2**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1)**: dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8)**: moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15)**: rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **CEI EN 61730-1 (CEI 82-27)**: qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.
- **CEI EN 61730-2 (CEI 82-28)**: qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24)**: componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22)**: fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI EN 50521 (CEI 82-31)**: connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.
- **CEI EN 50524 (CEI 82-34)**: fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.
- **CEI EN 50530 (CEI 82-35)**: rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- **CEI 20-91**: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

- **UNI/TR 11328-1:** "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".
- **CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- **CEI EN 50470-1 (CEI 13-52):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).
- **CEI EN 50470-3 (CEI 13-54):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
- **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- **CEI 20-19:** cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20:** cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- **CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008:** requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.
- **Delibera ARG/ELT n. 33-08:** condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- **Deliberazione 84/2012/R/EEL:** interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- **D.Lgs. 81/2008:** (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.
- **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici "**Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012**"