

COMUNE DI ASCOLI SATRIANO
Provincia di Foggia
Regione Puglia

Nome Progetto / Project Name

*Impianto Agrovoltaiico in sinergia fra valorizzazione agricolo-zootecnica ed energetica nel comune di Ascoli Satriano di Potenza DC 60,152 MW ed AC 59,995 MW
Denominazione progetto "SALVETERE".*

committente

Solar Century FVGC 3 s.r.l.
Via Caradosso, 9 - 20123 - Milano (MI)
PEC: sc-fvgc3@pec.it



del gruppo Statkraft

Titolo documento /Document title

RELAZIONE TECNICA

Sottotitolo documento /Document subtitle

N.	Data Revisione	Descrizione revisione	Preparato	Vagliato	Approvato
0	23/12/22	Emissione	SUNNERG DEVEL.	SUNNERG DEVEL.	STATKRAFT

Consulenza / Advice



Progettista / Planner

Ing. Massimiliano Cecconi
SUNNERG DEVELOPMENT s.r.l.
Via San Pietro all'Orto, 10 - 20121 (MI)
P.IVA 11085630967
PEC sunnergdevelopment@legalmail.it

Documento Numero

Commessa	Origine	Tipo documento	N. Progressivo	Revisione

Fase di progetto

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	2
1.1	Generalità	2
1.2	Attenzione per l'ambiente	2
1.3	Risparmio sul combustibile	3
1.4	Il Soggetto Responsabile	3
1.5	Dimensionamenti	4
2	DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO	4
3	DATI DI PROGETTO	5
3.1	Sintesi dei dati di progetto	5
3.2	Dati di carattere generale	6
3.3	Dati relativi al sito di installazione	7
3.3.1	Identificazione del sito	7
3.3.2	Inquadramento planimetrico su Estratto di Mappa Catastale	8
3.3.3	Caratteristiche della fonte utilizzata	9
3.3.4	Ombreggiamento	9
3.3.5	Producibilità dell'impianto	10
3.4	Principali caratteristiche dell'impianto: descrizione analitica	11
3.4.1	STRUTTURE DI SUPPORTO	12
3.4.2	GENERATORE FOTOVOLTAICO	14
3.4.3	CONVERTITORI STATICI CC/CA	15
3.4.4	TRASFORMATORE MT/bt	16
3.4.5	COMPONENTI MT	16
3.4.5.1	Generalità	16
3.4.5.2	Quadri elettrici	17
3.4.5.3	Interruttori	17
3.4.5.4	Sezionatori	17
3.4.6	SISTEMA DI PROTEZIONE INTERFACCIA RETE	17
3.4.6.1	Parti comuni	18
3.4.6.2	Protezioni della cabina di trasformazione	18
3.4.6.3	Protezioni della cabina di consegna	18
3.4.7	GRUPPI DI MISURA	19
3.4.7.1	Generalità	19
3.4.7.2	Classe di precisione dei complessi di misura	19
3.4.7.3	Periodo di integrazione delle misure	19
3.4.7.4	Compensazione delle perdite	19
3.4.7.5	Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura	20
3.4.7.6	Alimentazione delle Apparecchiature di Misura	20
3.4.7.7	Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura	20
3.4.7.8	Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione	20
3.4.7.9	Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura	20
3.4.7.10	Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione	20
3.4.8	CONNETTORI E CAVI	21
3.4.8.1	POSA CAVI IN TUBI E CAVIDOTTI	22
3.5	Prescrizioni generali per l'installazione dell'impianto	22
4	MONTAGGIO COMPONENTI	23
5	COLLAUDO	23
6	MESSA IN SERVIZIO	24
7	GLOSSARIO	25
10	OPERAZIONI E FREQUENZA DELLA MANUTENZIONE	26
11	ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI	30
12	ANALISI DELLE AZIONI DI PROGETTO, DELLE INTERFERENZE AMBIENTALI E DEI RIPRISTINI AMBIENTALI	30
12.1	Inserimento delle opere, dismissione e ripristino ambientale	30
12.2	Fase di costruzione	31
12.3	Fase di dismissione	34
	APPENDICE A	36
	Riferimenti Normativi	36
B.1	Definizioni	40

1 INTRODUZIONE

1.1 Generalità

La società **SOLAR CENTURY FVGC 3 s.r.l.**, facente parte del gruppo **STATKRAFT**, intende realizzare un impianto agrovoltaiico in sinergia fra valorizzazione agricolo-zootecnica ed energetica nel comune di Ascoli Satriano di Potenza DC 60,152 MW ed AC 59,995 MW – Denominazione progetto “SALVETERE” da ubicarsi in una zona “E” produttiva di tipo agricolo.

Il parco fotovoltaico nel suo complesso è identificato catastalmente al Foglio 92 Particelle 220-206-253-222-18-223-224-19-62-49.

La potenza nominale massima dell’impianto nel suo complesso sarà di 60.152,88 KW.

Si descrivono di seguito le scelte progettuali per il dimensionamento fisico ed elettrico dei vari componenti, nonché le lavorazioni accessorie quali viabilità interna, recinzioni, monitoraggio e videosorveglianza ecc.

Il progetto dell’intervento è soggetto alla **procedura statale di Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.)** trattandosi di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW come previsto al paragrafo 2) dell’Allegato II alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 (*fattispecie aggiunta dall’art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021*).

L’impianto sarà autorizzato con **Provvedimento autorizzatorio unico regionale** ai sensi dell’art. 27 bis del D.Lgs 152 2006 e s.m.i. L’introduzione di un provvedimento autorizzatorio unico avente ad oggetto tutti i titoli autorizzativi (non solo ambientali) necessari all’esercizio dell’opera, realizza finalmente l’esigenza di semplificazione tramite l’accorpamento della fase decisionale all’interno di una unica conferenza di servizi.

Con la realizzazione dell’impianto, denominato Impianto Fv “Salvetere”, si intende conseguire un significativo risparmio energetico. Tale obiettivo è perseguito con il ricorso alla fonte energetica alternativa rappresentata dal solare fotovoltaico, che consente una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti e, nel contempo, un risparmio di combustibile fossile.

Le emissioni evitate, con un’energia totale annua stimata intorno ai **97.663.000,00 kWh**, nel tempo di vita stimato dell’impianto di 20 anni, sono di seguito riportate:

1.2 Attenzione per l'ambiente

Fonte dei dati: Rapporto ambientale ENEL 2017

CO₂

Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	496,0
Emissioni evitate in un anno [Kg]	48.440.848,0
Emissioni evitate in 20 anni [Kg]	968.816.960,0

SO₂

Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	0,93
Emissioni evitate in un anno [Kg]	90.826,6
Emissioni evitate in 20 anni [Kg]	1.816.531,8

NO_x

Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	0,58
Emissioni evitate in un anno [Kg]	56.644,5
Emissioni evitate in 20 anni [Kg]	1.132.890,8

POLVERI

Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	0,029
Emissioni evitate in un anno [Kg]	2.832,2
Emissioni evitate in 20 anni [Kg]	56.644,5

1.3 Risparmio sul combustibile

Fonte dei dati: Circ. 219/F del 2/3/1992 del Min. dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato

TEP

Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria TEP/MWh]	0,23
TEP risparmiate in un anno	22.462,50
TEP risparmiate in 20 anni	449.249,8

1.4 Il Soggetto Responsabile

Committente:	SOLARCENTURY
Sede legale e amministrativa	Londra, 90 Union Street

Il Soggetto Responsabile è il Rappresentante Legale della società **SOLARCENTURY** facente parte del gruppo **STATKRAFT**, con sede in Londra, 90 Union Street. La società si avvale dell'esperienza tecnologica di progettisti di alto profilo, esperti di impianti solari fotovoltaici. Ha così acquisito una buona esperienza nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riferimento al settore fotovoltaico. Gli effetti

specifici dell'iniziativa in questione e le ricadute in ambito comunale e regionale possono sintetizzarsi in:

- produzione di energia elettrica da cedere alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, generata da fonte rinnovabile, priva di immissione di inquinanti diretta o derivata nell'ambiente, con specifico effetto di riduzione delle emissioni di gas serra;
- diffusione di know-how in materia di produzione di energia elettrica da fonte solare;
- formazione di tecnici specializzati nell'esercizio e nella manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti fotovoltaici.

1.5 Dimensionamenti

Il dimensionamento energetico dell'impianto è effettuato tenendo conto di:

- disponibilità di spazio per l'installazione;
- impatto visivo;
- vincoli progettuali da rispettare;
- disponibilità della fonte solare.

L'**impianto Agrivoltaico** entrerà in esercizio come **Nuova costruzione** ed apparterrà alla seguente tipologia di impianto: **Impianto non integrato**.

Il regime scelto è: **Regime Vendita**.

2 DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

Nel presente documento si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le principali parti dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse.

L'impianto fotovoltaico da realizzare è costituito complessivamente da N° **113.496** moduli in silicio policristallino da 530Wp ciascuno per una potenza di picco lato corrente continua pari a **60.152,88 kWp** (potenza DC). Esso sarà connesso in parallelo alla RTN in alta tensione presso la SE di smistamento denominata "Camerelle".

I moduli fotovoltaici sono fissati per mezzo di appositi morsetti su 1.729 inseguitori solari (tracker) mono assiali con differenti configurazioni: 2x12 moduli, 2x24 moduli, 2x36 moduli, così da poter ospitare rispettivamente una, due o tre stringhe per un totale di 4.729 stringhe. Ogni stringa è dotata di un gruppo di conversione dell'energia elettrica (inverter di stringa) installato sui pali esposti verso le strade interne all'impianto.

La disposizione dei moduli deve essere realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l'organizzazione e la manutenzione degli stessi contestualmente all'area di posa.

All'interno del campo sono posizionate inoltre:

- 19 cabine di trasformazione, distribuite nelle diverse aree su cui insiste l'impianto ed aventi al loro interno quadri di Bassa Tensione (BT), scomparti di Media Tensione (MT), trasformatore MT/BT, UPS, trasformatore servizi ausiliari, sistema di trasmissione dati;
- 1 cabina di distribuzione, alla quale afferiranno le linee di MT in arrivo dalle cabine di trasformazione;
- 1 cabina di consegna impianto, che collegherà la cabina di distribuzione alla SE di smistamento;

- 1 cabina monitoraggio e controllo (control room).

Con riferimento alla Soluzione Tecnica Minima Generale per la Connessione alla rete di TERNA, codice pratica: **201900438**, l'impianto sarà connesso in antenna a 150kV su un futuro stallo 150 KV della Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN denominata "Camerelle" previa realizzazione di:

- Un futuro collegamento RTN in cavo a 150 KV tra la SE "Valle" e la SE RTN a 150 KV denominata "Piscioli", insistente sulla linea RTN a 150 KV "Ascoli Satriano – Melfi Ind.le"
- Un futuro collegamento RTN in cavo a 150 KV tra la SE "Valle" e la SE RTN a 380/150 KV denominata "Deliceto"
- Un futuro collegamento RTN a 150 KV tra la SE "Valle" e il futuro ampliamento della la SE RTN a 380/150 KV denominata "Melfi"

L'energia prodotta dal parco fotovoltaico sarà trasmessa dalla cabina di consegna attraverso un cavidotto interrato, esercito alla tensione nominale di 30 kV, che si sviluppa complessivamente per una lunghezza di circa 400 metri fino ad arrivare alla nuova Stazione Utente. Dalla suddetta nuova Stazione Utente partirà un cavidotto AT fino alla esistente CP 150/20kV "Camerelle", di proprietà di Terna S.p.A, dove la connessione si realizzerà per mezzo di un nuovo stallo a 150kV anch'esso da realizzare ex novo.

3 DATI DI PROGETTO

3.1 Sintesi dei dati di progetto

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e divisi secondo quanto previsto nella guida CEI 0-2

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
1.1	Committente	Solarcentury	
1.2	Scopo del lavoro	Realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra grid-connected da 60.152,88 kWp	
1.4	Vincoli progettuali da rispettare	<ul style="list-style-type: none"> • Vincoli ambientali o paesaggistici • Interfacciamento alla rete consentito nel rispetto delle norme CEI • Massima caduta di tensione per collegamento tra cabina di campo e cabina di consegna $\Delta V=1\%$; • Tempo di intervento protezione $t=5$ s; • Massime perdite ammesse 5%; • Massimo carico previsto per il cavo 95%. 	
1.5	Informazioni di carattere generale	<ul style="list-style-type: none"> • Sito raggiungibile con strada asfaltata • Disponibilità di spazio esterno per i materiali da cantiere 	

Tabella 1 – Dati di progetto di carattere generale

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	<ul style="list-style-type: none"> Il sito è in zona E – produttiva di tipo agricolo 	
2.2	Barriere architettoniche	<ul style="list-style-type: none"> Non presenti 	
2.3	Ambienti soggetti a normativa specifica CEI che interessano il presente progetto	<ul style="list-style-type: none"> Per i luoghi accessibili al pubblico, si farà riferimento a quanto contenuto nella normativa CEI 64-8. Il passaggio dei cavi avverrà per quanto possibile in tubazioni interrate. 	
2.4	Coordinate GPS	41°09'45,16" N - 15°37'11,73" E	

Tabella 2 – Dati di progetto relativi al sito di installazione

Pos.	Dati	Valori stabiliti
3.1	Tipo di intervento	Nuovo impianto
3.2	Dati del collegamento elettrico: <ul style="list-style-type: none"> Descrizione rete di collegamento Punto di consegna Tensione nominale (Un) Potenza disponibile o impegnata 	Media Tensione 30kV Scomparto MT di arrivo linea 30 kV 60152,88 kW
3.3	Misura dell'energia	Contatore di energia immessa in rete installato in locale misura all'interno della cabina di consegna.
3.4	Caratteristiche area di installazione	Pendenze fino al 10%
3.5	Posizione quadro c.a di interfaccia	Nella cabina di consegna
3.6	Posizione convertitori statici e quadro c.c.	Installati su appositi sostegni

Tabella 3 – Dati di progetto relativi alla rete di collegamento e all'impianto fotovoltaico

3.2 Dati di carattere generale

Tipo di installazione: Inseguitori solari

Potenza DC nominale dell'impianto 60.152,88 KWp

Potenza AC immessa in rete 59.995,00 KW

Al momento sono state valutate le seguenti influenze esterne che agevolano la realizzazione dell'impianto:

- Assenza di fenomeni o fonti di ombreggiamento;
- Il sistema di installazione dei moduli avverrà su schiere, sostenute da apposite strutture di acciaio zincato. Le stesse saranno ancorate al terreno. Tale sistema di montaggio garantirà un'adeguata ventilazione impedendo il surriscaldamento dei pannelli con la conseguente sensibile perdita di potenza
- Il terreno giace in prossimità della viabilità pubblica, ed è per questo accessibile al trasporto pesante e

facilmente raggiungibile per il trasporto dei materiali.

- Facilità di accesso/manovra. La configurazione d'impianto è stata prevista con la possibilità di lasciare libere adeguate aree sia per l'agevole accesso che per la movimentazione dei carichi.
- Tutte le apparecchiature elettriche di potenza saranno installate all'interno di un apposito locale elettrico.

3.3 Dati relativi al sito di installazione

3.3.1 Identificazione del sito

L'impianto fotovoltaico da realizzare avrà una potenza di picco lato corrente continua pari a 60.152,88 kWp (potenza DC). **La potenza di immissione alla rete, trasformata in corrente alternata, sarà comunque al massimo pari a 59.995,00 kW.**

Il sito di installazione è ubicato all'interno di una **Zona E Produttiva di tipo agricolo** posta a Sud Est del Comune di Ascoli Satriano in Provincia di Foggia, in località "Salvetere".

L'impianto insiste su tre zone diverse con accesso diretto da un tratturo in prossimità della SP 95 Cerignola Candela e dell'Autostrada A16 Napoli Canosa.

La prima area di impianto più a nord si trova su una zona pianeggiante posta ad una quota di 331.8 m slm. La zona centrale si trova su un terreno moderatamente acclive lungo un intervallo di quota che va dai 347,5 m slm del margine est ai 402,4 m slm del margine ovest con pendenze massime nell'ordine del 10 %. L'ultima infine si sviluppa a sud su un terreno collinare con leggere pendenze.

La superficie complessivamente occupata dell'impianto fotovoltaico è di circa **826.168,73 mq** (area recintata) mentre l'area totale dei pannelli ammonta a **289.641,79 mq** circa.

L'area di sedime dell'impianto è la risultante dell'aggregazione di più particelle, al momento utilizzate per la gran parte a coltivazioni agricole, la cui identificazione catastale è la seguente:

Comune di Ascoli Satriano Foglio 92, particelle 220-206-253-222-18-223-224-19-62-49.

La forma dell'impianto è piuttosto irregolare.

Il sito scelto per la realizzazione dell'impianto solare è particolarmente adatto allo sfruttamento della radiazione solare. I moduli fotovoltaici saranno disposti su sistemi a inseguimento tracker in schiere disposte parallelamente all'asse Nord-Sud l'orientamento varia durante le ore del giorno grazie al sistema di inseguimento monoassiale. Le schiere saranno opportunamente distanziate tra loro per minimizzare i fenomeni di ombreggiamento reciproco tra esse.

L'area di installazione dell'impianto non presenta alcun vincolo ambientale, in particolare non sono presenti aree ZPS (Zone a protezione speciale), aree pSIC (Siti di interesse Comunitario).

In più sull'area di impianto non gravano vincoli PUTT/P quali:

- vincolo ex-lege 1497;

- decreto Galasso;
- vincolo idrogeologico;
- boschi, macchie, geotopi;
- usi civici;
- vincoli faunistici.

Il terreno interessato e quelli limitrofi non rientrano nelle aree definite dal Piano di Assetto Idrogeologico a rischio di inondazione, ma sono caratterizzati in parte dalla sigla PG1 che riguarda il pericolo geomorfologico.

3.3.2 Inquadramento planimetrico su Estratto di Mappa Catastale



3.3.3 Caratteristiche della fonte utilizzata

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Enea" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di ASCOLI SATRIANO (FG) avente latitudine 41° 9'43.46"N longitudine 15°37'11.11"E e altitudine media del sito di 350 m. s.l.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati riportati nella seguente tabella.

Mese	Ostacolo	Rggmm su sup.orizz.	Errore
Gennaio	assente	6.86	MJ/m2
Febbraio	assente	10.05	MJ/m2
Marzo	assente	13.83	MJ/m2
Aprile	assente	18.48	MJ/m2
Maggio	assente	21.82	MJ/m2
Giugno	assente	23.96	MJ/m2
Luglio	assente	23.53	MJ/m2
Agosto	assente	20.36	MJ/m2
Settembre	assente	15.81	MJ/m2
Ottobre	assente	11.31	MJ/m2
Novembre	assente	7.41	MJ/m2
Dicembre	assente	5.88	MJ/m2

Radiazione globale annua sulla superficie orizzontale: 5465 MJ/m2
(anno convenzionale di 365.25 giorni)

3.3.4 Ombreggiamento

Gli **inseguitori** si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 43^\circ$. Questi inseguitori fanno apparire ogni fila di moduli fotovoltaici come uno spiedo orientato verso l'equatore. Una caratteristica avanzata di questi inseguitori utilizzati in questo progetto è detta **backtracking**, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte.

Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto a mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15%.

I fenomeni di ombreggiamento sono pertanto attentamente valutati in quanto perdite d'energia poiché incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Coefficiente di ombreggiamento: 73.71%

3.3.5 Producibilità dell'impianto

Nella tabella alla pagina precedente è riportato il calcolo dell'irradiazione solare media giornaliera rappresentata mensilmente sul piano inclinato dei moduli e secondo l'angolo di azimut dell'impianto prendendo in considerazione una media pesata dei diversi orientamenti che il movimento delle strutture ad inseguimento massimizza durante la giornata. Da tale tabella si calcola facilmente la media annua di soleggiamento sul piano dei moduli. Questo dato può rappresentare numericamente anche le ore equivalenti giornaliere su media annua di producibilità teorica di un generatore fotovoltaico da 1 kWp con funzionamento alla massima potenza.

Pertanto, la produzione di tale impianto, stimata sulle ore di sole equivalenti disponibili, si ottiene tramite la formula:

$$P = T \times N \times R$$

dove:

P = Produzione media annua

T = Taglia dell'impianto espressa in kWp

N = Numero di ore annue equivalenti

R = Rendimento di conversione, calcolato pari a 0,842

Variante 2 su 60MW Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.6	23.95	7.31	88.3	72.0	4269	4195	0.790
Febbraio	70.6	36.03	7.50	97.1	80.0	4722	4639	0.794
Marzo	117.4	48.65	10.52	168.4	138.7	8016	7874	0.778
Aprile	153.0	59.94	13.20	212.7	179.4	10165	9985	0.781
Maggio	197.1	71.24	18.86	271.5	231.9	12779	12540	0.768
Giugno	200.5	81.87	22.83	267.2	229.5	12463	10339	0.643
Luglio	219.1	72.50	26.01	308.3	260.9	13935	12153	0.655
Agosto	191.2	69.82	25.50	264.9	226.7	12248	12009	0.754
Settembre	137.4	58.18	20.17	196.8	162.5	9050	8881	0.750
Ottobre	105.4	35.97	16.82	157.8	129.6	7346	7212	0.760
Novembre	64.7	29.22	11.85	96.3	77.6	4521	4439	0.766
Dicembre	50.6	27.56	8.67	73.4	58.5	3460	3398	0.769
Anno	1565.5	614.94	15.83	2202.7	1847.3	102974	97663	0.737

Legenda:	GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
	DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia immessa in rete
	GlobInc	Globale incidente piano coll.	PR	Indice di rendimento

La valutazione della producibilità è stata eseguita tramite simulazione software con l'inserimento dei dati geometrici ed elettrici dell'impianto, geolocalizzando il sito per i dati meteorologici annuali calcolando quindi puntualmente i diversi orientamenti ottenuti dal movimento delle strutture ad inseguimento durante la giornata.

Il report del software è allegato alla relazione specialistica di calcolo della producibilità e dell'ombreggiamento

allegata al presente progetto, da cui si evince che la producibilità attesa media annua dell'impianto è pari a 97663 MWh/anno con una produzione specifica pari a 1624 kWh/kWp/a.

3.4 Principali caratteristiche dell'impianto: descrizione analitica

La tavola allegata al progetto definitivo (della quale si rimette uno stralcio in coda al presente documento: **APPENDICE C**) riporta lo schema unifilare dell'impianto fotovoltaico, attraverso il quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da **113.496 moduli** fotovoltaici in silicio monocristallino, con trattamento antiriflettente, vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. Tali moduli sono collegati in serie fra di loro in modo da formare serie di stringhe. L'intero impianto è suddiviso in 19 sezioni/sottocampi ognuna collegata a diversi inverter diffusi in campo. Con riferimento alle caratteristiche dei moduli e degli inverter, in tabella 2 sono elencate le caratteristiche principali di ogni sottocampo.

La potenza complessiva di picco lato corrente continua risulta essere di 60.152,88 kWp (potenza DC).

<i>Sezione</i>	<i>Numero di inverter</i>	<i>Numero totale di moduli x inverter</i>	<i>Numero di stringhe</i>	<i>Moduli per stringa</i>	<i>Potenza di picco totale [kWp]</i>
CABINA 1	10	4320	180	24	2.289,6
	4	1632	68	24	864,96
CABINA 2	10	4320	180	24	2.289,6
	4	1632	68	24	864,96
CABINA 3	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 4	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 5	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 6	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 7	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 8	14	6048	252	24	3.205,44
CABINA 9	12	5184	216	24	2.747,52
	2	816	34	24	432,48
CABINA 10	7	3024	126	24	1.602,72
	7	2856	119	24	1.513,68
CABINA 11	7	3024	126	24	1.602,72
	7	2856	119	24	1.513,68

Sezione	Numero di inverter	Numero totale di moduli x inverter	Numero di stringhe	Moduli per stringa	Potenza di picco totale [kWp]
CABINA 12	8	3456	144	24	1.831,68
	6	2448	102	24	1.297,44
CABINA 13	5	2160	90	24	1.144,80
	9	3672	153	24	1.946,16
CABINA 14	6	2592	108	24	1.373,76
	8	3264	136	24	1.729,92
CABINA 15	6	2592	108	24	1.373,76
	8	3264	136	24	1.729,92
CABINA 16	13	5616	234	24	2.976,48
	1	408	17	24	216,24
CABINA 17	13	5616	234	24	2.976,48
	1	408	17	24	216,24
CABINA 18	13	5616	234	24	2.976,48
	1	408	17	24	216,24
CABINA 19	13	5616	234	24	2.976,48
	1	408	17	24	216,24

Gli inverter utilizzati sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) con un'efficienza superiore al 99.

Inoltre, costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori limiti di rete stabiliti dalla CEI 0-16.

Le uscite degli inverter a 800Vca sono collegate al secondario dei relativi trasformatori MT/bt.

Gli inverter sono monitorati da locale e/o remoto, tramite interfaccia RS485 o collegamento seriale a modem del ponte radio.

3.4.1 **STRUTTURE DI SUPPORTO**

I telai ospitanti i pannelli saranno sorretti da montanti in acciaio infissi nel terreno a file parallele ed opportunamente distanziate per mantenere gli spazi necessari sia per minimizzare il loro reciproco ombreggiamento, sia per la definizione di "corridoi" naturali transitabili con piccole macchine operatrici per la manutenzione e lavaggio degli specchi e la necessaria pulizia dei luoghi (eventuali falciature, ripristino e manutenzione della regimazione idrica, ecc.).

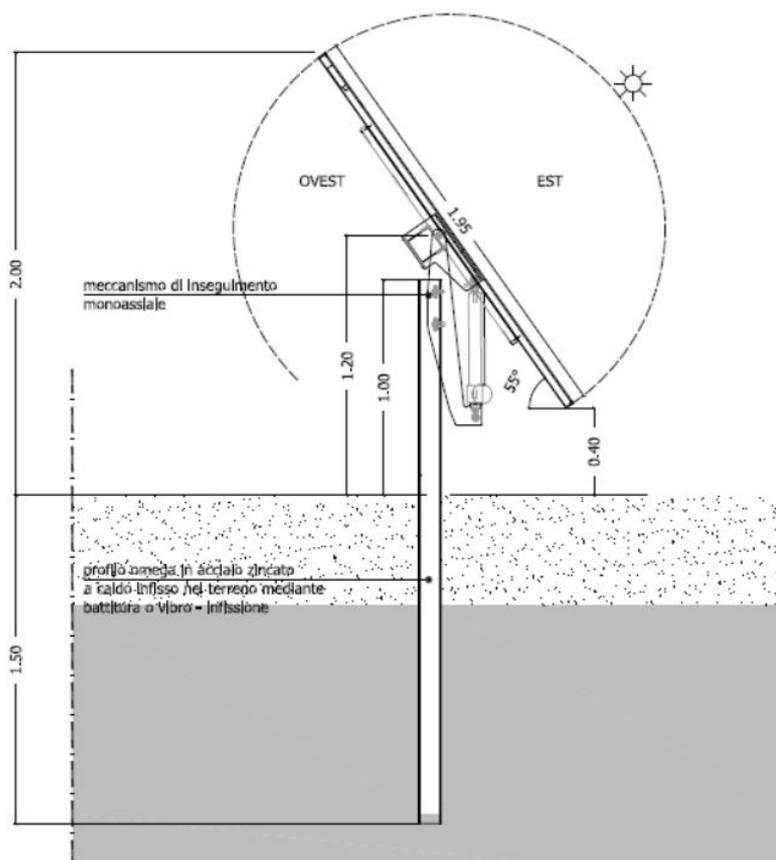
Le strutture di sostegno in acciaio saranno composte da n. moduli come da indicazione del costruttore e movimentate con orientamento variabile est-ovest ad opera di un martinetto elettrico controllato da apposita centralina, sorretta da montanti anch'essi in acciaio da infiggere nel terreno per mezzo di macchina operatrice

(trattore e/o escavatore) dotata di "battipalo" o, con maggiore probabilità, tramite avvitemento al suolo con utilizzo di pali a forma elicoidale nella loro parte terminale (quella da infiggere nel terreno). In entrambe le soluzioni che si crederà opportuno adottare la profondità di infissione rimarrà comunque variabile tra mt. 1,00 e mt. 1,50, secondo le diverse caratteristiche geofisiche del suolo che ne determineranno la sua facilità di perforazione e la conseguente capacità di tenuta.

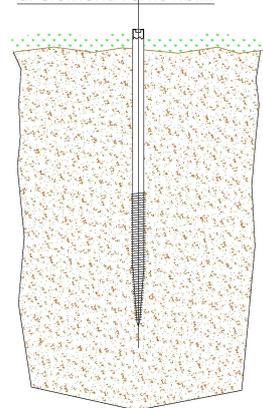
La scelta dell'utilizzo di tale metodologia di fissaggio al suolo degli elementi metallici verticali di sostegno ai pannelli è stata dettata in particolar maniera dalle indagini geologiche preliminari e dai sondaggi effettuati sull'area, tramite i quali è stata appurata la quasi totale assenza di strati lapidei, di norma causa insormontabile di impedimento all'infissione o all'avvitemento dei montanti sul terreno. Quest'ultimi, una volta conficcati, saranno in grado di sostenere adeguatamente i telai metallici realizzati preferibilmente in alluminio (in quanto di minor pesantezza, non soggetto ad ossidazioni e facilmente riciclabile a fine vita dell'impianto), ospitanti i pannelli fotovoltaici.

Le strutture in questione presenteranno caratteristiche strutturali e costruttive tali da renderle idonee sia a sostenere i moduli fotovoltaici, che indicativamente costituiranno un carico statico pari a circa Kg. 20 /25 al mq., sia a resistere all'azione del vento fino ad una velocità di 150 Km. /h., ben superiore a quella massima registrata nell'area in base ai risultati desunti da un'accurata indagine di ordine storico effettuata.

Tutti i materiali impiegati saranno in alluminio e acciaio inox e certificati a norma DIN 1055, EN 1991.



PICCHETTI DI FONDAZIONE:
picchetti di fondazione a vite o a palo battuto per infissione nel terreno senza ausilio di elementi cementizi.
La soluzione adottata permette al posa a terra della struttura di sostegno dei pannelli in maniera veloce e sicura con il solo utilizzo di elementi removibili.



3.4.2 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino, JA SOLAR JAM72S30 510-530/MR avente le caratteristiche tecniche riportate nella tabella seguente. I dati tecnici riportati nel seguito sono da intendersi riferiti alle condizioni STC (Standard Test Conditions) corrispondenti a temperatura ambiente pari a 25°C, irraggiamento solare pari a 1KW/ m², Air Mass 1,5:

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC					
TYPE	JAM72S30 -510/MR	JAM72S30 -515/MR	JAM72S30 -520/MR	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	510	515	520	525	530
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.17	49.29	49.41	49.53	49.65
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.91	41.15	41.38	41.61	41.84
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.23	13.28	13.33	13.38	13.43
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.47	12.52	12.57	12.62	12.67
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance					0~+5W
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})					+0.045%/°C
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})					-0.275%/°C
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})					-0.360%/°C
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

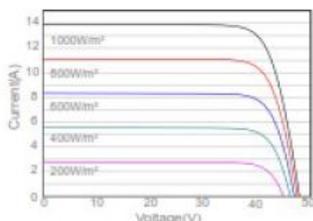
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT					OPERATING CONDITIONS		
TYPE	JAM72S30 -510/MR	JAM72S30 -515/MR	JAM72S30 -520/MR	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR		
Rated Max Power(Pmax) [W]	386	389	393	397	401	Maximum System Voltage	1000V or 1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	45.68	45.80	45.93	46.05	46.18	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	37.72	37.94	38.15	38.36	38.57	Maximum Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.85	10.89	10.93	10.97	11.01	Maximum Static Load,Front*	5400Pa (112lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.22	10.26	10.30	10.35	10.39	Maximum Static Load,Back*	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT	45±2°C
						Safety Class	Class II
						Fire Performance	UL Type 1

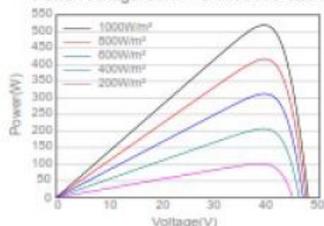
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1500Pa while Maximum Static Load, Back is 1600 Pa.

CHARACTERISTICS

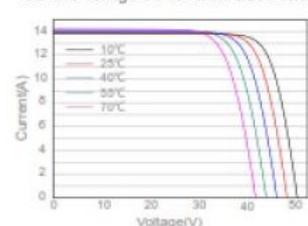
Current-Voltage Curve JAM72S30-520/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-520/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-520/MR



3.4.3 CONVERTITORI STATICI CC/CA

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Si riportano nel seguito le caratteristiche principali.

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless

3.4.4 TRASFORMATORE MT/bt

Ogni cabina di campo prevede l'installazione di un Trasformatore bt/MT associato ad ogni cabina, con relativi organi di protezione in MT. Il componente è fornito e posato in cabina prefabbricata.

3.4.5 COMPONENTI MT

3.4.5.1 Generalità

Alla luce dei risultati ottenuti dalle simulazioni della rete è possibile individuare le caratteristiche principali dei componenti elettrici dell'impianto relativi alla media tensione e precisamente alle apparecchiature nella cabina di consegna. Le apparecchiature di bassa tensione presenti all'interno degli shelter sono fornite e calcolate dal produttore degli inverter e vengono acquistate dal produttore di energia per il livello di tensione opportuno e pertanto già sono in grado di reggere il relativo corto circuito trifase e monofase.

Tutti i componenti sono caratterizzati da valori superiori ai risultati delle simulazioni nelle seguenti grandezze:

Tensione nominale (U_r) e tensione massima (U_m);

Livello di isolamento (tensione di tenuta a 50 Hz e ad impulso);

Corrente nominale (I_r);

Corrente nominale di breve durata ammissibile (I_k);

Durata nominale di cortocircuito (t_k).

I valori unificati (valori normali) delle grandezze sopraindicate per le apparecchiature elettriche in media tensione sono:

Tensioni nominali e massime

Valori di tensione nominali (kV): 3 6 10 15 20 30

Valori di tensione massimi (kV): 3,6 7,2 12 17,5 24 36

Livello di isolamento

In relazione alla tensione nominale sono stabilite:

la tensione di tenuta a frequenza industriale U_d (kV): 10 ($U_r=3$ kV); 20 ($U_r=6$ kV); 28 ($U_r=10$ kV); 38 ($U_r=15$ kV); 50 ($U_r=20$ kV); 70 ($U_r=30$ kV).

la tensione di tenuta ad impulso U_p (1,2/50 μ s) (kV): 40 ($U_r=3$ kV); 90 ($U_r=6$ kV); 75 ($U_r=10$ kV); 95 ($U_r=15$ kV); 125 ($U_r=20$ kV); 170 ($U_r=30$ kV).

Corrente nominale

I valori normalizzati delle correnti nominali in media tensione sono (A):

400 630 800 1000 1250 1600 2000 2500 3150

Corrente nominale di breve durata e durata normale di cortocircuito

I valori normalizzati delle correnti nominali di breve durata sono (kA):

8 10 12,5 16 20 25

3.4.5.2 Quadri elettrici

Dalla scelta iniziale sulla tensione nominale del sistema, dall'analisi delle tabelle del load flow e del cortocircuito, si dovranno scegliere quadri con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 30 kV;
- Tensione massima: 36 kV;
- Tensione di tenuta a frequenza industriale: 50 kV
- Tensione di tenuta ad impulso: 125 kV

Quadri MT in cabina di consegna

- Corrente nominale di breve durata NMT: superiore 12,561 kA;
- Corrente nominale delle sbarre principali NMT: > 29 A;
- Corrente nominale delle sbarre secondarie;
- Linea A1-CAB: > 29 A;

3.4.5.3 Interruttori

Specifiche funzionali degli interruttori:

- Tensione nominale (U_r) almeno uguale alla tensione massima del sistema elettrico (U_m);
- Corrente nominale (I_r) almeno uguale alla corrente di intervento del relè di massima La durata normale di cortocircuito (t_k) è in genere un secondo; altri valori raccomandati sono (s): 0,5 – 2 – 3 corrente ritardato, a sua volta maggiore della corrente di impiego del circuito (I_b);
- Potere di interruzione (I_{sc}) almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione;

3.4.5.4 Sezionatori

Specifiche funzionali dei sezionatori:

- Tensione nominale (U_r) almeno uguale alla tensione massima del sistema;
- Corrente nominale di breve durata (I_k) almeno uguale alla corrente presunta di cortocircuito (trifase simmetrica) nel punto di installazione, e durata nominale di cortocircuito (t_k) almeno uguale al tempo di interruzione della corrente di cortocircuito dei dispositivi di protezione;
- Corrente nominale (I_r) almeno uguale alla corrente di intervento del relè di massima corrente ritardato.

3.4.6 SISTEMA DI PROTEZIONE INTERFACCIA RETE

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 "Specifiche funzionali 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 con il supervisore del parco e cabina di trasformazione, mentre per il telecontrollo sarà interconnesso con la rete TERNA con un sistema ad onde convogliate sulla linea a 150 kV mediante bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento secondo C.d.R., All.3 cap. 11.1.9.

3.4.6.1 Parti comuni

Verrà concordata col Gestore di rete la eventuale disponibilità in morsettiera su contatto metallico di segnali provenienti dal supervisore, in contatto pulito oppure 4-20 mA. I due sistemi di monitoraggio, supervisione e protezioni elettriche relativi alle due sezioni d'impianto a monte e valle del punto di consegna, pur essendo autonomi ed indipendenti, saranno interconnessi secondo accordi con TERNA da uno scambio di quei segnali utili per la diagnostica in tempo reale ed il conseguente coordinamento dell'intervento delle protezioni elettriche.

Tale interconnessione avverrà in fibra ottica con tecnologia digitale e back-up caldo in connessione metallica.

3.4.6.2 Protezioni della cabina di trasformazione

Queste saranno conformi alle prescrizioni TERNA per le parti riguardanti il lato A.T. ed il coordinamento delle protezioni elettriche. Si prevede:

- trasformatore: 49, 50, 51, 51N, 64, 87T, termistori
- linee 150 kV: 87L,
- intertripping monte/valle e valle/monte trasformatore per guasto
- intertripping monte/valle e trasformatore per manovra

I segnali di protezione della linea, gestiti secondo il C.d.R. TERNA, correranno in fibra ottica interrata lungo i cavi posati a terra.

In ogni caso l'intera area della cabina a 150 kV sarà resa equipotenziale nel sottosuolo e protetta da manto bituminoso in superficie e realizzata in relazione ai parametri elettrici della linea comunicati da TERNA.

3.4.6.3 Protezioni della cabina di consegna

Le protezioni della segue cabina di consegna saranno conformi alle prescrizioni della norma CEI 0-16. In linea di massima si prevede

- per ogni montante - 50, 51, 51N, 64, 87T
- per la linea 150 kV - 87L,

Per tutte le misure saranno adottati componenti secondo specifiche TERNA

Tutte le protezioni saranno ripetute, oltre che su sistema di supervisione, anche su relais multifunzione.

3.4.7 GRUPPI DI MISURA

3.4.7.1 Generalità

In ogni **punto di misura** è obbligatoria la sussistenza di almeno una **AdM (Apparecchiatura di Misura)**. Le caratteristiche generali, funzionali, realizzative e di prova, sono individuate nel dettaglio nelle specifiche tecniche A.43, A.45 e A.47 di cui all'Appendice A del codice di rete.

I **misuratori** devono essere di marca e modello approvato dal **Gestore** e da questo teleleggibile.

I **complessi di misura** devono essere in grado di misurare entrambi i versi dell'energia attiva (entrante ed uscente) e i relativi versi dell'energia reattiva (entrante ed uscente per ciascuno dei due versi dell'energia attiva), per un totale di sei valori per periodo di integrazione.

Nei soli casi in cui, in assenza di **guasto**, il flusso di energia attiva non può essere bidirezionale neanche temporaneamente, sono ammessi **misuratori** unidirezionali per l'energia attiva e con discriminazione dell'energia reattiva, per un totale di tre valori per periodo di integrazione.

3.4.7.2 Classe di precisione dei complessi di misura

Tutte le **AdM** devono soddisfare i seguenti requisiti funzionali minimi:

(a) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica attiva e dei **trasformatori di tensione e corrente**, qualora non diversamente specificato, deve essere uguale o migliore di 0,5. Qualora la classe di precisione di anche uno solo dei suddetti componenti sia di classe 1, deve essere verificato che il **complesso di misura** possa essere considerato riconducibile alla **AdM** prescritta, dal punto di vista della precisione, applicando il principio di equivalenza di cui alla norma CEI 13-4;

(b) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica reattiva deve essere almeno pari a 2.

Il **Gestore**, con le modalità previste al Capitolo 14, sezione 14.3, del presente Codice di rete, può concordare con il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**, qualora il flusso di energia in transito nel punto di scambio sia tale da giustificarlo, l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelli sopra prescritti (in particolare classe 0,2 per i trasformatori di misura e per l'energia attiva del **misuratore**). Il **Gestore**, qualora lo ritenga necessario, può comunque imporre l'installazione di un'**AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelle sopra prescritte.

3.4.7.3 Periodo di integrazione delle misure

I dati di misura dell'energia devono risultare dall'integrazione delle grandezze elettriche in un periodo (impostabile) con granularità almeno pari a 15 min. ed essere registrati in forma numerica.

3.4.7.4 Compensazione delle perdite

Le **AdM** devono essere installate in corrispondenza del punto di scambio. La **compensazione delle perdite** è prevista centralizzata a livello del sistema di acquisizione e di elaborazione del soggetto responsabile della rilevazione della misura.

3.4.7.5 Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura

Le grandezze elettriche rilevate dalle **AdM** non devono essere alterate e i dati di misura registrati dalle **AdM** non devono essere modificabili o alterati.

A tal fine, tutti i componenti delle **AdM**, inclusi i cablaggi e le morsettiere, saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiscano detti componenti da possibili manomissioni.

In particolare, le interfacce di programmazione locale e/o remota saranno dotate di un sistema di codici di accesso che limitano le funzioni di programmazione, mentre l'interfaccia di programmazione locale sarà dotata di blocco meccanico.

3.4.7.6 Alimentazione delle Apparecchiature di Misura

L'alimentazione delle **AdM** deve essere conforme alla specifica tecnica A.45 di cui all'Appendice A del codice di rete.

Sarà inoltre possibile alimentare le **AdM** da una sorgente ausiliaria ad alta disponibilità (UPS).

L'**AdM** sarà dotata di alimentazione ausiliaria che mantenga in funzione il **contatore** ed il modem anche in caso di **disalimentazione** del montante (ad esempio in caso di apertura prolungata del montante).

3.4.7.7 Sincronizzazione delle Apparecchiature di Misura

Le **AdM** devono essere sincronizzate dal responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, mediante una sorgente PRC (Primary Reference Clock), con grado di stabilità conforme alla norma ITU-T G.811 e, comunque, in grado di contenere l'errore temporale rispetto all'UTC (Universal Time Coordinated) entro 10 s.

3.4.7.8 Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione

Le **AdM** memorizzeranno i dati forniti dai **complessi di misura** e dall'eventuale **dispositivo di elaborazione**. I dati di misura ed eventualmente quelli da questi originati per elaborazione interna devono essere disponibili nell'**AdM** per almeno 60 giorni.

3.4.7.9 Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura

Le attività di programmazione remota delle **AdM** devono essere limitate alle seguenti impostazioni:

- (a) sincronizzazione oraria;
- (b) impostazione ora legale;
- (c) modifica delle fasce orarie.

Non saranno possibili altre impostazioni da remoto. Ogni attività di riprogrammazione sarà memorizzata in un registro interno accessibile in sola lettura.

3.4.7.10 Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione

Il **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** dell'**AdM** con il sistema di telecomunicazione deve consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura e delle informazioni forniti dall'**AdM**.

3.4.8 CONNETTORI E CAVI

I cavi dei moduli fotovoltaici, del tipo FG21M21, sono connessi tra loro tramite connettori ad innesto rapido. Di seguito si riportano le caratteristiche di tali connettori e dei relativi cavi:

- corrente sopportabile: 20A a 32°C; 5A a 85°C;
- tensione massima cc: 1800V;
- impulso di tensione: 13,6 kV;
- resistenza alla tensione: 7,4 kV (50/60Hz 1 min.);
- resistenza di contatto: ≤ 5 Ohm;
- materiale di contatto: Cu/Sn;
- Tipo di connessione: crimpatura;
- diametro di alloggiamento: cavo 3mm;
- grado di protezione (sconnesso/connesso): IP2X/IP67;
- forza di sconnessione: ≥ 50 N;
- forza di connessione: ≤ 50 N;
- temperature di lavoro: -40°C/90°C;
- materiale di isolamento: HEPR G21;
- classe di infiammabilità: UL94-HB/UL94-VO. +

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovverosia rendere minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la caduta di tensione tra moduli fotovoltaici ed ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2%.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CE-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando i relativi coefficienti correlati alle condizioni di posa.

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavi con terminale positivo e negativo uscenti dalla scatola di giunzione, di sezione pari a 4,0 mmq. Tali cavi sono preintestati con connettori MC4 e nel caso sia necessario realizzare prolunghe dei terminali di utilizzerà cavo unipolare di tipo FG21M21. Tali conduttori giungono alle cassette di sottocampo dove viene realizzato il parallelo delle stringhe. Per il collegamento di ogni quadro di sottocampo al corrispondente ingresso inverter, si utilizzerà cavo unipolare di tipo XLPE 0.6/1kV di sezione appropriata.

Le connessioni in MT tra ogni trafo e punto di consegna dell'energia sono realizzate con cavo ARG7H1(O)R 18/30kV.

3.4.8.1 POSA CAVI IN TUBI E CAVIDOTTI

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi protettivi o tegoli ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda dell'esigenza.

La posa dei conduttori dovrà essere eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

I tubi protettivi in materiale isolante autoestinguento saranno del tipo a doppia parete in Hdpe di colore rosso resistenti allo schiacciamento (450N) e, dopo essere stati interrati, verranno rinfiancati con sabbia naturale.

Il diametro interno dei tubi dovrà essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm, in ogni caso i cavi posati nei tubi dovranno risultare sempre sfilabili e reinfiliabili. Le sezioni di progetto cui si è fatto ricorso sono di diametro 50mm, 63mm, 90mm, 180mm.

Il percorso dei tubi sarà per quanto possibile realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso dei cavi, e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni (le dimensioni di progetto sono di cm 30 x 30 x 31, cm 40 x 40 x 42, cm 60 x 60 x 61, cm 80 x 80 x 80).

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri per cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si dovrà provvedere in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

3.5 Prescrizioni generali per l'installazione dell'impianto

La disposizione delle apparecchiature e dei componenti dell'impianto all'interno dell'area disponibile verrà eseguita sulla base dei seguenti criteri:

- massimizzare l'efficienza dell'impianto;
- minimizzare i percorsi dei cavi elettrici;
- facilitare i montaggi, durante la fase di costruzione;
- facilitare le operazioni di manutenzione, durante l'esercizio dell'impianto;
- predisporre al meglio le vie di accesso all'impianto, per facilitare gli accessi dei mezzi durante l'esercizio, inclusi quelli adibiti agli interventi di controllo e sicurezza.

L'impianto è composto dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione c.c/c.a. e dai collegamenti elettrici e cablaggi necessari oltre che dagli apparati per la connessione alla Rete di Distribuzione.

Al fine di realizzare idonei sistemi di protezione per la sicurezza, di tenere elevata l'affidabilità del sistema, e di assicurare una elevata continuità dell'esercizio, si gestirà il campo fotovoltaico come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico potrà essere gestito come sistema IT, indipendentemente dai circuiti in corrente alternata, solo in presenza di isolamento galvanico tra i circuiti in corrente continua del generatore fotovoltaico stesso e la parte dei circuiti in corrente alternata.

In tal caso la norma CEI 64-8, che detta le prescrizioni per la protezione contro i contatti indiretti, prescrive il controllo continuo dell'isolamento del sistema DC (direct current) del tipo IT tramite un controllore continuo

dell'isolamento, il quale avverte con un segnale acustico e visivo il verificarsi di un primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio, dando la possibilità agli operatori di intervenire tempestivamente per la ricerca ed eliminazione del guasto. A tale scopo, le cornici dei moduli saranno collegate fra loro e verso massa con cavo di opportuna sezione. Tutte le masse dell'impianto vanno collegate tra loro con conduttori di protezione ed all'impianto di terra unico. Il sistema sarà altresì dotato di controllo della componente continua sul lato ac che bloccherà l'inverter tramite intervento di opportuno dispositivo di interfaccia.

4 MONTAGGIO COMPONENTI

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a perfetta regola d'arte.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo consistono principalmente in:

- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa
- posa in opera dei quadri di sottocampo in c.c.
- posa in opera di inverte outdoor, e cabine per contenere i trasformatori ed i quadri c.a.
- cablaggio dei componenti all'interno del container
- posa in opera della rete di terra
- posa dei cavi di connessione tra i quadri di sottocampo e gli inverter
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

5 COLLAUDO

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove ed i controlli di

seguito elencati:

- *Esame a vista*: verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
 - *Verifica delle opere civili*: verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;
 - *Verifica delle opere meccaniche*: verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
 - *Verifica della rete di terra*: verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
 - *Verifica dei collegamenti di terra*: verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;
 - *Verifica dei collegamenti elettrici*: verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni ed i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
 - *Prova di isolamento verso terra*: verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni
 - a) *temperatura ambiente*: compresa tra 20 e 45 °C
 - b) *umidità relativa*: compresa tra 45 e 85%
 - c) *tensione di prova*: 2000 V_{cc} per 1 minuto(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati)
- la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6
- *Verifica degli organi di manovra e di protezione*: verifica della funzionalità di interruttori, sezionatore, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi
 - *Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico*: le misure, per ciascuna stringa, sono effettuati sui quadri di sottocampo
 - *Verifica degli strumenti di misura*: verifica della funzionalità di contattori e indicatori.

6 MESSA IN SERVIZIO

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete BT;
- avviamento degli inverter;

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto stabilito dall'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 \times P_{nom} \times I/I_{stc}$$

dove:

1. P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$
2. P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico
3. I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$
4. I_{stc} = $1000W/m^2$

$$P_{ca} > 0.9 \times P_{cc}$$

dove:

1. P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$

7 GLOSSARIO

Modulo fotovoltaico

Assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e protette dagli agenti atmosferici, superiormente mediante vetro e posteriormente mediante vetro o materiale plastico. Il bordo esterno è protetto da una cornice di alluminio anodizzato.

Stringa

Un gruppo di moduli elettricamente collegati in serie. La tensione di lavoro dell'impianto è quella determinata dal carico elettrico "equivalente" visto dai morsetti della stringa.

Campo fotovoltaico

Un insieme di stringhe collegate tra loro in parallelo.

Corrente di cortocircuito

Corrente erogata in condizioni di cortocircuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Tensione a vuoto

Tensione generata ai morsetti a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Potenza massima di un modulo o di una stringa

Potenza erogata ad una particolare temperatura e radiazione, nel punto della caratteristica tensione-corrente dove il prodotto tra tensione e corrente ha il valore massimo.

Condizioni standard di test (STC)

Un modulo opera alle "condizioni standard" quando la temperatura delle giunzioni delle celle è 25°C, la radiazione solare è 1.000 W/m² e la distribuzione spettrale della radiazione è quella standard (Air Mass 1,5).

Potenza di picco o nominale

Potenza erogata nel punto di potenza massima riferita alle condizioni standard.

Efficienza di conversione di un modulo

Rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto della sua superficie per la radiazione solare, espresso come percentuale.

Convertitore DC/AC (Inverter)

Convertitore statico in cui viene effettuata la conversione dell'energia elettrica da continua ad alternata, tramite un ponte a semiconduttori, opportune apparecchiature di controllo che permettono di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico ed un trasformatore.

Angolo di Azimut di un modulo

Angolo di orientamento della superficie del modulo rispetto ai punti cardinali (per convenzione l'angolo di azimut pari a 0° è associato alla direzione SUD).

Angolo di Tilt di un modulo

Angolo che la superficie del modulo forma con il piano orizzontale della superficie di installazione (è misurato positivamente in senso antiorario partendo da 0° se il modulo è disposto parallelamente al piano orizzontale).

10 OPERAZIONI E FREQUENZA DELLA MANUTENZIONE

I principali obiettivi della manutenzione sono:

- conservare le prestazioni ed il livello di sicurezza iniziale dell'impianto;
- evitare perdite economiche per mancanza di produzione dell'impianto a causa del deterioramento di parti dell'impianto;
- rispettare le disposizioni normative.

Si riportano nel seguito una serie di operazioni di manutenzione da effettuare con la relativa frequenza periodica di esecuzione.

Nelle operazioni di manutenzione (preventiva o correttiva) riferirsi sempre (anche) ai manuali d'uso e manutenzione (ove presenti) forniti dai costruttori dei singoli componenti.

Codice intervento	Componente o sezione impianto	Descrizione attività	Frequenza
1.1	Moduli fotovoltaici	Ispezione visiva: <ul style="list-style-type: none">- verificare l'integrità dei moduli con particolare riferimento a: superficie captante, stato dell'incapsulante, presenza di infiltrazioni d'acqua, formazione di condensa;- verificare lo stato di pulizia dei moduli;- verificare (a campione) l'integrità delle cassette di terminazione in relazione a: possibili deformazioni, infiltrazioni d'acqua,	annuale

		<p>formazione di condensa, presenza di sporcizia, stato dei contatti elettrici, siliconatura dei passacavi;</p> <p>- verificare lo stato dei diodi di by-pass.</p>	
1.2		<p>Pulizia dei moduli:</p> <p>- effettuare la pulizia dei moduli dalle impurità (preferibilmente ogni qualvolta si formano in modo significativo) sulla superficie captante dei moduli (senza l'utilizzo di solventi).</p>	almeno 6 volte l'anno
1.3		<p>Controllo elettrico:</p> <p>- verificare le prestazioni di ogni singola stringa accertando in particolare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle tensioni e correnti di funzionamento.</p>	annuale
2.1	Struttura di sostegno e fissaggio	<p>Ispezione visiva:</p> <p>- verificare l'integrità dei componenti;</p> <p>- verificare l'assenza di piegature;</p> <p>- verificare l'uniformità dello strato di zincatura e dell'assenza di macchie di ruggine.</p>	annuale
2.2		<p>Controllo dei serraggi:</p> <p>- assicurare il corretto serraggio delle connessioni meccaniche bullonate.</p>	annuale
3.1	Quadri elettrici	<p>Ispezione visiva:</p> <p>- verificare l'integrità dei quadri in relazione a: danneggiamenti degli involucri, protezione contro i contatti diretti, infiltrazione d'acqua e formazione di condensa, presenza di sporcizia;</p> <p>- verificare (con prova di sfilamento) il serraggio dei morsetti.</p>	annuale
4.1	Dispositivi e manovre di protezione	<p>Ispezione visiva:</p> <p>- verificare il buono stato di conservazione dei dispositivi di manovra e protezione.</p>	annuale
4.2		<p>Controllo elettrico:</p> <p>- verificare le tarature e le caratteristiche elettriche di progetto degli interruttori automatici;</p> <p>- verificare l'efficienza dei dispositivi di manovra e protezione (RCD, sezionatori, interruttori automatici, relè, scaricatori di sovratensione).</p>	Annuale
5.1	Collegamenti elettrici (cablaggi)	<p>Ispezione visiva:</p> <p>- verificare l'integrità dei cavi elettrici (ove posizionati a vista) in relazione a: danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante;</p>	annuale

		- verificare lo stato dei contatti e serraggio dei morsetti	
6.1	Convertitore statico (inverter)	Ispezione visiva: - verificare l'integrità dell'involucro in relazione a: danneggiamenti meccanici, protezione contro i contatti diretti, infiltrazioni d'acqua, formazione di condensa; - verificare il corretto funzionamento del display e delle spie/LED di segnalazione.	Annuale
6.2		Pulizia delle aperture di aerazione: - effettuare la pulizia delle aperture di aerazione.	annuale
6.3		Controllo elettrico: - verificare il corretto funzionamento dei dispositivi di manovra protezione integrati.	annuale
7.1	Datalogger	Ispezione visiva: - verificare l'integrità dell'involucro in relazione a: danneggiamenti meccanici, protezione contro i contatti diretti, infiltrazioni d'acqua, formazione di condensa; - verificare il corretto funzionamento del display e delle spie/LED di segnalazione; - verificare i parametri di funzionamento dell'impianto.	annuale
7.2	Sinottico	Ispezione visiva: - verificare l'integrità dell'involucro in relazione a: danneggiamenti meccanici, protezione contro i contatti diretti, infiltrazioni d'acqua, formazione di condensa; - verificare il corretto funzionamento dei LED di segnalazione.	annuale
8.1	Impianto di terra	Ispezione visiva: - verificare l'integrità dell'impianto; - verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili; - sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione.	annuale
8.2		Controlli elettrici: - eseguire la prova di continuità tra conduttori di protezione ed equipotenziali; - eseguire la verifica di isolamento dei cavi.	annuale

Non sono necessarie operazioni di fuori servizio, di parte o tutto l'impianto, nelle ispezioni visive di moduli

fotovoltaici, quadri elettrici, cavi elettrici a meno che non si debba intervenire direttamente su apparecchiature sotto tensione.

Le prove elettriche possono richiedere la MOMENTANEA MESSA FUORI SERVIZIO dell'impianto.

La prova di sfilamento dei cavi va eseguita con MOMENTANEA MESSA FUORI SERVIZIO dell'impianto.

Tutte le operazioni di manutenzione elettrica che riguardano l'inverter vanno eseguite garantendo il sezionamento a monte e a valle dell'inverter stesso.

A fini gestionali utilizzare lo specifico software installato nella postazione remota e l'archivio dei dati trasmessi via rete dal datalogger.

Ai fini del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico è necessario assicurare il regolare intervento di potatura delle piante costituenti la bordura, poste lungo l'intero confine delle aree d'impianto, e gli interventi di compensazione.

LISTA ANAGRAFICA DEI COMPONENTI

Vedasi Computo metrico estimativo elaborato WHXFHS4_R_005_Computo metrico estimativo.

11 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI

Nell'ambito dell'intervento in progetto, si riporta di seguito una sintetica visione dei benefici socio-occupazionali ed ambientali che avranno origine dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in oggetto.

Nell'ambito delle attività lavorative indotte dall'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto si genererà un coinvolgimento di personale e ditte del luogo, sia durante le fasi di costruzione e realizzazione che durante la fase di esercizio (gestione, manutenzione) e di dismissione.

In particolare, si prevede l'impiego di alcuni operatori che saranno preventivamente addestrati per occuparsi delle attività di "primo intervento" durante la fase di funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

È inoltre previsto l'impiego di risorse locali per attività di servizio quali la guardiana e di imprese di costruzione del posto per la realizzazione delle opere civili, elettromeccaniche ed elettriche.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, e la relativa qualifica, che saranno indicativamente coinvolte nelle attività relative all'impianto in oggetto.

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	12	Operaio manovratore mezzi meccanici
	40	Operaio specializzato edile
	40	Operaio specializzato elettrico
	24	Trasportatore
ESERCIZIO	5	Manutentore elettrico
	4	Manutentore edile e aree verdi
	1	Squadra specialistica (4 addetti)

12 ANALISI DELLE AZIONI DI PROGETTO, DELLE INTERFERENZE AMBIENTALI E DEI RIPRISTINI AMBIENTALI

12.1 Inserimento delle opere, dismissione e ripristino ambientale

La realizzazione dell'opera, che avverrà nell'arco di 22 mesi, prevede l'esecuzione di fasi sequenziali e non contemporanee di lavoro che permettono di contenere le operazioni in punti limitati del sito di progetto,

avanzando progressivamente nel territorio.

Ciò consente di ridurre gli impatti in fase di realizzazione.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico da un punto di vista dell'impatto sui sistemi naturali, antropici e paesistici, è concepito con la massima attenzione e rispetto del contesto naturale in cui deve inserirsi. I concetti di reversibilità degli interventi e di salvaguardia del territorio sono alla base del presente progetto, che tende a evitare e/o ridurre al minimo possibile le interferenze con le componenti paesaggistiche presenti nei territori circostanti.

I lavori di cementazione (estremamente ridotti), canalizzazione e apertura delle nuove strade di servizio, causeranno un impatto in fase di cantieramento e costruzione, ma comunque minimizzato dalle operazioni di ripristino geomorfologico e vegetazionale dei luoghi alla fine dei lavori di costruzione e successivamente con il ripristino dei luoghi allo stato originario per garantire il regolare deflusso delle acque.

Gli interventi proposti sono poi improntati sul principio di ripristinare da un punto di vista geomorfologico e vegetazionale i luoghi allo stato originario.

In particolare, alcune opere, come gli interventi di manutenzione, il ripristino della viabilità esistente e la realizzazione di alcuni tratti di nuova viabilità, costituiranno interventi di tutela e consolidamento geomorfologico e valutati quindi come salvaguardia dal potenziale dissesto idrogeologico.

12.2 Fase di costruzione

Movimenti terra e discariche

Il materiale derivante dagli scavi per la realizzazione delle platee di fondazione delle cabine di campo e di raccordo, per la realizzazione della nuova viabilità di servizio e quello proveniente dagli scavi per la realizzazione degli elettrodotti interrati, può essere diviso in due categorie: terreno agricolo e suolo sterile.

La prima categoria è costituita dalla frazione superficiale del suolo e può essere utilizzata per bonifiche agrarie delle aree prossime all'impianto e/o stoccata in area dedicata per essere successivamente utilizzata per i ripristini geomorfologici e vegetazionali delle aree a completamento dei lavori e per la fase di dismissione.

I detriti e i materiali aridi appartenenti alla seconda categoria verranno utilizzati in cantiere, dopo opportuna selezione, per la realizzazione delle opere (rinterri, ripristini geomorfologici, realizzazione di sottostrutture stradali...)

Il riutilizzo quasi totale del materiale proveniente dagli scavi determina di fatto la non necessità di conferimento a discarica del terreno di risulta derivante dagli scavi, salvo necessità singolari.

Strade di impianto

Le strade di impianto avranno le seguenti caratteristiche geometriche:

- . assetto planimetrico: rettilineo
- . larghezza del piano viabile: 3,50 m
- . larghezza banchine: 0,50 m
- . larghezza fossi colatori laterali: 0,50 m
- . pendenza longitudinale: parallela al piano campagna esistente

Il tracciato descritto consente di accedere lungo tutti i lati del campo fotovoltaico e di realizzare anche delle strade interne che servono alla esecuzione delle manutenzioni all'impianto in esercizio, oltre che ad ospitare le cabine di campo.

La nuova viabilità di servizio, interna all'impianto, data la consistenza del terreno, verrà realizzata con materiale arido stabilizzato senza fondazione. La viabilità in tal modo risulta pienamente permeabile.

Ai lati sono realizzate canalette per il corretto deflusso delle acque meteoriche.

La sequenza delle attività per la realizzazione delle strade di accesso è la seguente:

- tracciamento topografico
- scavo di splatemento per spessore medio di 30/35 cm
- scavo a sezione obbligatoria dei fossi colatori e formazione delle banchine
- rullatura piano di fondo scavo corrispondente al piano di appoggio della fondazione stradale
- fornitura, posa inaffiatura e rullatura della fondazione stradale in pietrisco calcareo
- fornitura, posa e rullatura dell'inerte stabilizzato per strato finale.

Eseguito il tracciamento topografico verrà effettuata la totale asportazione del terreno vegetale sottostante l'impronta del cassonetto di riporto per la profondità di circa 30/35 cm, e comunque secondo le direttive impartite dalla Direzione Lavori.

L'Impresa provvederà a far sì che il piano di posa dei riporti sia il più possibile regolare, privo di bruschi avvallamenti e tale da evitare il ristagno di acque piovane. Il piano di posa dei riporti dovrà essere approvato previa ispezione e controllo da parte della Direzione Lavori. In quella sede la Direzione Lavori potrà richiedere ulteriori scavi di sbancamento di bonifica, per rimuovere eventuali strati di materiali coesivi, teneri e per l'asportazione dei materiali rimaneggiati o rammolliti per negligenza.

Il materiale da mettere in opera per i riporti potrà essere prelevato da cave di prestito al di fuori dell'area di cantiere, subordinatamente alle vigenti disposizioni di legge, alla idoneità delle terre da utilizzare per la formazione dei riporti, nonché alla osservanza di eventuali disposizioni della Direzione Lavori.

Sarà data comunque priorità a soluzioni che prevedono il riutilizzo, previa selezione, del materiale proveniente dalle lavorazioni di cantiere. Prima di impiegare i materiali provenienti da cave di prestito, l'Impresa dovrà fornire alla Direzione Lavori un'esauriente documentazione in merito alle caratteristiche fisico-meccaniche dei materiali. Dovranno essere impiegati materiali appartenenti esclusivamente ai gruppi A1a, A1b, A3 e A2-4. Di norma la dimensione delle massime pezzature ammesse non dovrà superare i due terzi dello spessore dello strato compattato.

Per lo strato di fondazione dovrà essere utilizzato un misto granulare con dimensioni massime degli elementi non superiore a 40 mm, passante al setaccio da 2 mm compreso fra 20% e 40%, passante al setaccio 0,075 mm compreso fra 4% e 10%, granulometria ben assortita, esente da materiale argilloso, costipato e con grado di umidità tale da permettere il raggiungimento della densità superiore al 95% della densità massima da prova Proctor modificata. Per la formazione dell'ultimo strato di spessore 15-18 cm, verranno impiegati terreni di tipo I e/o II secondo quanto previsto dalle norme CNR UNI 10006, aventi granulometria tipo A, secondo quanto previsto nel prospetto III del paragrafo 9.1.2 delle suddette norme. La percentuale di passante al vaglio UNI 2332 /0,075 deve essere compresa fra il 2% ed il 10%. Per tutto il materiale posto in opera il limite liquido della frazione fine, passante al vaglio 0,4 UNI 2332, non deve essere maggiore di 30 e l'indice di plasticità non deve essere maggiore di 6. Il materiale dovrà essere steso in strato regolari di spessore 15-18 cm misurati dopo

costipamento. Il materiale costituente gli strati deve presentarsi, dopo la compattazione, uniformemente miscelato. Lo strato finale sarà completato con uno strato di inerte minuto (di pezzatura inferiore o uguale a 1 mm) con spessore di circa 2 cm, compattato con rullo di peso superiore a 8 t.

Fondazioni cabine

Per la realizzazione di queste strutture proprie dell'impianto è prevista la realizzazione di una fondazione superficiale a platea avente le seguenti dimensioni:

Cabine di Trasformazione

- Lunghezza 5 m
- Larghezza = 3 m
- Spessore massimo = 800 mm

Cabina di distribuzione

- Lunghezza = 6,80 m
- Larghezza = 2,70 m
- Spessore massimo = 800 mm

Cabina di consegna

- Lunghezza = 6 m
- Larghezza = 2,50 m
- Spessore massimo = 800 mm

Cabina di controllo

- Lunghezza = 3,25 m
- Larghezza = 2,50 m
- Spessore massimo = 800 mm

Fondazioni struttura minima dei pannelli fotovoltaici

Le strutture minime sono semplicemente vibro infisse nel terreno. Ognuna è sostenuta da profili omega in acciaio zincato infissi nel terreno.

Vie cavi

Il trasporto di energia in MT avviene mediante cavi interrati posti in cavidotti corrugati in PVC rinfiacati con sabbia e posti ad una profondità dal piano di campagna non inferiore a 1,20 ml.

Gli scavi saranno eseguiti con mezzi meccanici e/o a mano, in sezione obbligata e ristretta onde evitare inutili ed eccessivi movimenti di materiale.

Il cavidotto per i cavi di potenza e per i cavi strumentali è costituito da un minimo di 1 a un massimo di 18 tubi posti su una o più file alloggiati all'interno di uno scavo a sezione ristretta della larghezza massima di 1,225 ml e con una profondità minima di 1,50 ml. I corrugati saranno allettati su un idoneo letto di sabbia e con la stessa si procederà al loro rinfianco per almeno 50 cm. Il rinterro verrà realizzato con idoneo materiale selezionato proveniente dagli scavi.

Il tracciato dei cavidotti sarà integrato e dotato di pozzetti di sezionamento e di raccordo realizzati in cls armato con idonei chiusini carrabili.

12.3 Fase di dismissione

L'opera a fine esercizio verrà smantellata e sarà ripristinato lo stato dei luoghi attraverso l'eliminazione di recinzioni, strutture che sorreggono i pannelli fotovoltaici, cabine elettriche ed impianti tecnologici.

Le opere programmate per lo smobilizzo e il ripristino dell'area sono individuabili come segue:

- a. Rimozione pannelli fotovoltaici e loro strutture portanti;
- b. Rimozioni vie cavi;
- c. Rimozioni strade di servizio;
- d. Rimozione recinzione;
- e. Rimozione cabine con relative platee di fondazione;
- f. Sistemazione aree interessate e relativo ripristino vegetazionale.

In particolare, la **rimozione dei pannelli fotovoltaici**, verrà eseguita da ditte specializzate, con recupero dei materiali. Le strutture in acciaio e quelle in vetro verranno smontate e saranno smaltite presso specifiche aziende di riciclaggio;

La **demolizione delle platee** delle cabine sarà tale da consentire il ripristino geomorfologico dei luoghi con terreno agrario ed il recupero del profilo originario del terreno.

In tale modo sarà quindi possibile, nelle limitate aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo.

Il materiale proveniente dalle demolizioni, cls e acciaio per cemento armato, verrà consegnato a ditte specializzate per il recupero dei materiali.

La **rimozione dei cavi** verrà eseguita attraverso lo scavo a sezione ristretta al fine di consentire lo sfilaggio dei cavi. Si procederà alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento/raccordo. Si procederà quindi alla chiusura degli scavi e al ripristino dei luoghi. Successivamente seguirà il recupero dell'alluminio e del rame dei cavi come elemento per riciclaggio mentre il calcestruzzo dei pozzetti verrà recuperato da ditte specializzate.

La **sistemazione delle aree interessate** dagli interventi di smobilizzo riguarda in particolare il ripristino delle strade di servizio.

Si prevede in particolare:

- la rimozione del pacchetto di fondazione di strade di servizio costituito da misto di cava, con uno scavo di 40/50 cm, e il ripristino di terreno agrario;
- il ripristino, ove necessario e all'occorrenza, di vegetazione arborea utilizzando essenze autoctone.

La **rimozione della cabina di smistamento**, delle opere civili e delle opere elettromeccaniche, verrà effettuata da ditte specializzate. Si prevede lo smaltimento delle varie apparecchiature e del materiale di risulta dei fabbricati e degli impianti presso discariche autorizzate.

La fondazione e la struttura in elevazione delle cabine, costituita da c.a., verranno macinate e quindi recuperate da ditte specializzate.

Sarà quindi possibile, nelle aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo.

Si prevede in generale il **ripristino del manto vegetazionale** e, ove necessario, il ripristino di vegetazione arborea, utilizzando essenze autoctone, per raggiungere le finalità esposte di ripristino dei luoghi allo stato originario.

È importante sottolineare che l'intervento proposto è totalmente reversibile; infatti data la tipologia di strutture previste, saranno sufficienti pochi e brevi interventi per lo smontaggio dei manufatti ed il ripristino dei luoghi, di durata estremamente contenuta; sono stimati infatti pochi mesi (da 1 a 2) di cantiere edile, senza necessità di creare ulteriori infrastrutture, seppur temporanee, per eseguire l'operazione e restituire l'area di intervento alle condizioni ante-operam.

APPENDICE A

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme tecniche, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Riferimenti Normativi

Il presente progetto tiene conto e rispetta tutte le normative vigenti per l'installazione di impianti fotovoltaici a regola d'arte e nello specifico per la parte elettrica:

- ◆ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- ◆ CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica; variante V2
- ◆ CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in corrente alternata
- ◆ CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- ◆ CEI 11-35 Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente
- ◆ CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V
- ◆ CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV
- ◆ CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione – Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili
- ◆ CEI 17-13/1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
- ◆ CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/50 V
- ◆ CEI 20-20 Cavi isolati in polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/50 V
- ◆ CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua
- ◆ CEI 81-10 Protezione delle strutture contro i fulmini
- ◆ CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti di media e bassa tensione
- ◆ CEI 110-1 + V1 Limiti e metodi di misura dei radiodisturbi provocati da apparecchi elettrodomestici, utensili portatili e apparecchi analoghi
- ◆ CEI 110-6 Limiti e metodi di misura delle caratteristiche di radiodisturbo degli apparecchi industriali, scientifici e medicali (ISM)
- ◆ CEI 110-8 Compatibilità elettromagnetica Norma generica di immunità Classe della norma generica; domestico, commerciale e industriale leggero
- ◆ CEI 110-28 Compatibilità elettromagnetica (EMC). Parte 3: limiti – sezione 3: limiti per le fluttuazioni di tensione e per il flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale non superiore a 16 A
- ◆ CEI 110-31 Compatibilità elettromagnetica (EMC). Parte 3: limiti – sezione 2: limiti di emissione per armoniche di corrente per apparecchiature con corrente assorbita non superiore a 16 A
- ◆ CEI EN 60099-1-2 Scaricatori
- ◆ CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione

- ◆ CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
- ◆ CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- ◆ CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazione terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- ◆ CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi di dati

Per i dati climatici necessari al dimensionamento del generatore fotovoltaico:

- ◆ UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento ambienti. Dati climatici

Per gli standard di carico e le normative di calcolo:

- ◆ CNR-UNI 10012/85
- ◆ CNR-UNI 10011/88
- ◆ D.M. 12 febbraio 1982
- ◆ D.M. 14 febbraio 1992
- ◆ Circolare Ministero dei Lavori Pubblici n. 22631 del 24 maggio 1982

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- ◆ DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- ◆ Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
- ◆ DPR 447/91 Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990 n. 46, in materia di sicurezza degli impianti
- ◆ D.Lgs. 493/96 Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro
- ◆ DM 16 Gennaio 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi
- ◆ Circolare 4 Luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"
- ◆ D.Lgs 81/2008 e s.m.i

Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Si riportano di seguito i documenti normativi di riferimento:

- Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri 10/08/1988 n. 377 "Regolamentazione delle pronunce di compatibilità ambientale di cui all'art. 6 della Legge 08/07/1986 n. 349, recante istituzione del Ministero dell'Ambiente e norme in materia di danno ambientale".
- Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri 27/12/1988 "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della Legge 08/07/1986 n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 agosto 1988, n. 377".

- Legge 9 gennaio 1991, n. 9 “Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali”
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 “Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili “.
- Legge 15 gennaio 1994 n. 65 “Ratifica della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici”.
- Decreto del Presidente della Repubblica 11/02/1998 “Disposizioni integrative al D.P.C.M. 10 agosto 1988, n.377, in materia di disciplina delle pronunce di compatibilità ambientale, di cui alla L. 8 luglio 1986, n. 349, art.6”.
- Delibera del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) n. 137 del 19 novembre 1998 "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra".
- D. Lgs.vo 16 marzo 1999, n. 79 (Decreto Bersani) "Attuazione della direttiva europea 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.
- Delibera del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) n. 126 del 6 Agosto 1999.
- Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica – Dipartimento per le Politiche di Sviluppo e Coesione “Programma di Sviluppo del Mezzogiorno”, Roma, 30 Settembre 1999.
- D.M. 11 Novembre 1999 “Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.Lgs.vo 16 marzo 1999, n. 79” (G.U. n. 292 del 14/12/1999).
- D.M. Ambiente e Territorio 21 dicembre 2001 “Programma di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, efficienza energetica e mobilità sostenibile nelle aree naturali protette”.
- D.M. 18 Marzo 2002 “Modifiche e integrazioni al D.M. 11 novembre 1999 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, concernente direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del D.Lgs.vo 16 marzo 1999, n. 79” (G.U. n. 71 del 25/03/2002).
- Legge 1° giugno 2002 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997”.
- Protocollo d'intesa tra il Ministero dell'Ambiente e il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (dicembre 2002) “Per favorire la diffusione delle fonti rinnovabili con criteri idonei a salvaguardare i beni storici, artistici, architettonici, archeologici, paesaggistici ed ambientali”.
- D. Lgs.vo 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” (G.U. n.. 97 del 28/04/2005).
- D.M. 20 Luglio 2004 “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del D.Lgs.vo 23 maggio 2000, n. 164” (G.U. n. 205 del 01/09/2004).
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004 (Decreto Marzano) “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”.
- Decreto ministeriale 28 luglio 2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- Decreto del Ministero delle Attività Produttive e dell'Ambiente e Tutela del Territorio 24 ottobre 2005 “Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'art. 11, comma 5, del D.Lgs.vo 79/1999”.
- Decreto ministeriale 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare” recante modifiche e integrazioni al D.M. 28 luglio 2005.
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 “Norme in materia ambientale e successive modificazioni” (G.U. n. 88 del 14/04/2006 - Suppl. Ordinario n.96).
- Legge 27 dicembre 2006 n.296 (Legge Finanziaria 2007) “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato”.

- Decreto Legislativo 2 febbraio 2007 n. 26 “Attuazione della Direttiva Europea 2003/96/CE che ristrutturava il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità”.
- Decreto 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione all'articolo 7 del decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387”
- Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Legge Finanziaria 2008) “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato”.
- Decreto Legislativo 16 gennaio 2008 n. 4 “Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale” (G.U. n. 24 del 29/01/2008 - Suppl. Ordinario n.24).
- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (G.U. n. 176 del 31/07/09 – Suppl. Ordinario n.136).
- DL 28/2011 “Legge Quadro sull'Energia” recepisce la Direttiva 2009/28 e definisce gli strumenti, i meccanismi e gli incentivi, il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020.
- Decreto MISE 15/03/2012 definisce e quantifica gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili assegnando a ciascuna regione una quota minima di incremento dell'energia prodotta con FER necessaria al raggiungimento degli obiettivi al 2020.
- Piano di Azione per l'Efficienza Energetica 2017: elaborato su proposta del' ENEA ai sensi dell'articolo 17 comma 1 del D.lgs., 102/2014
- Schema DM Sviluppo Economico per incentivazione fonti rinnovabili elettriche 2018-2020
- DL 30 dicembre 2019 n. 160 Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.
- Il Piano Nazionale integrato energia e clima (diffuso il 21 gennaio 2020) detta l'agenda nazionale per raggiungere gli obiettivi UE in materia di energia e lotta alla CO2 nel 2030
- DM Sviluppo economico 16 settembre 2020 Incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili
- Dlgs 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.
- Decreto MITE 30 dicembre 2021 Finanziamento agevolato a valere sul fondo di Kyoto per gli interventi di efficienza energetica e di efficientamento e risparmio idrico su edifici pubblici
- DL 01 marzo 2022 n. 17 Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

APPENDICE B

B.1 Definizioni

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.

Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Irraggiamento solare (espresso in W/m²)

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in **Condizioni di Prova Standard (STC)**.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso (vedi par. 4.4.1).

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2 (D-M. 19-02-07)

a) impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, nel seguito denominati anche moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori;

b1) impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

- b2) impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- b3) impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- c) potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d);
- d) condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- f) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- g) data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:
- g1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;
- g2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;
- g3) risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
- g4) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;
- h) soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del presente decreto, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;
- i) soggetto attuatore è il Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa, già Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- j) potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera k);
- k) produzione aggiuntiva di un impianto è l'aumento, ottenuto a seguito di un potenziamento ed espresso in kWh, dell'energia elettrica prodotta annualmente, di cui alla lettera e), rispetto alla produzione annua media prima dell'intervento, come definita alla lettera l); per i soli interventi di potenziamento su impianti non muniti del gruppo di misura dell'energia prodotta, la produzione aggiuntiva è pari all'energia elettrica prodotta dall'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento, moltiplicata per il rapporto tra l'incremento di potenza nominale dell'impianto, ottenuto a seguito dell'intervento di potenziamento, e la potenza nominale complessiva dell'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento;
- l) produzione annua media di un impianto è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, di cui alla lettera e), negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- m) rifacimento totale è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata;
- n) piccola rete isolata è una rete elettrica così come definita dall'articolo 2, comma 17, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni e integrazioni;
- r) servizio di scambio sul posto è il servizio di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 febbraio 2006, n. 28/06 ed eventuali successivi aggiornamenti.
2. Valgono inoltre le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, escluso il comma 15, nonché le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Articolo 2, comma 2 (D. lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Art. 9, comma 1 (D. lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. 19 agosto 2005, n. 192, articolo 2)