



IMPIANTO AGRIVOLTAICO GREENFRUT E OPERE CONNESSE

POTENZA 68,51 MWp - COMUNE DI BICINICCO, CASTIONS DI STRADA, MORTEGLIANO,
SANTA MARIA LA LONGA, PAVIA DI UDINE - PROVINCIA DI UDINE

Proponente

ALPENFRUT - Società Agricola a Responsabilità Limitata

STRADA PROVINCIALE N.82 DI CHIASIELLIS - 33050 BICINICCO (UD) - C.F e P.IVA 02474100308

PEC: alpenfrut_soc_agr@pec.it

Progettazione

Ing. Fabrizio Terenzi

PIAZZA GUGLIELMO MARCONI 25 - 00144 ROMA (RM) - P.IVA: 06741281007 - PEC: artelia.italia@pec.it

Tel.: +39 366 62 86 274 - email: fabrizio.terenzi@arteliagroup.com

Coordinamento progettuale



ARTELIA ITALIA S.P.A

PIAZZA GUGLIELMO MARCONI 25 - 00144 ROMA (RM) - P.IVA: 06741281007 - PEC: artelia.italia@pec.it

Tel.: +39 06 591 933 1 - email: contact@it.arteliagroup.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE TECNICA E DI CALCOLO DI DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI ELETTRICI E
LINEA ELETTRICA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA	SCALA
DEFINITIVO	PD_REL08	PD_REL08_ Relazione tecnica impianti elettrici	29/11/2023	

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	29/11/23	EMISSIONE PER PERMITTING	AAR	FTE	FTE



Contenuti del documento

1. PREMESSA	2
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	2
3. DEFINIZIONI.....	3
4. DATI DI PROGETTO	3
5. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PER COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA.....	5
5.1. DISPOSITIVO DEL GENERATORE (DDG).....	6
5.2. DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)	6
5.3. DISPOSITIVO GENERALE (DG).....	6
5.4. DISPOSITIVO DI RINCALZO (DDR)	6
5.5. SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE (SPG)	7
5.6. SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA (SPI)	7
5.7. PROTEZIONE GENERALE (PG).....	8
6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	9
6.1. PROTEZIONE DA CORTO CIRCUITO SUL LATO D.C. DELL'IMPIANTO	9
6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO D.C.	9
6.3. PROTEZIONE DA FULMINI LATO D.C.	9
6.4. PROTEZIONE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO.....	10
6.5. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	10
7. REALIZZAZIONE LINEE ELETTRICHE	10
8. LINEA IN CAVO SOTTERRANEO	10
9. SCELTA DEI CAVI.....	11
10. COLLEGAMENTI A TERRA	11

1. PREMESSA

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrivoltaico da parte della proponente società Alpenfrut società agricola a responsabilità limitata, con sede in Strada Provinciale n.82 “Di Chiasiellis”, comune di Bicinicco (UD) con moduli fotovoltaici installati su strutture metalliche direttamente infisse nel terreno senza l’ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell’impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	GREENFRUT
POTENZA DI PICCO DC (MWp)	68,509
POTENZA NOMINALE AC (MW)	55,086
CODICE PRATICA STMG	CP202201610

Tabella 1: dati impianto

L’impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di distribuzione e trasmissione dell’energia elettrica in alta tensione (grid connected) in modalità di cessione pura, ovvero l’energia prodotta dall’impianto non sarà utilizzata in loco ma totalmente immessa in rete al netto dei consumi per l’alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell’impianto stesso. L’elettrodotto in Media Tensione collega in antenna a 36 kV la centrale su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica a 380/220 kV della RTN denominata “Udine Sud”, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale.

2. RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni previste dal seguente quadro normativo:

- Legge n.186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;
- D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- Legge 791/77: “attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione”
- D.Lgs. 14/08/96 n°493: “Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro”;
- D.Lgs. 12/11/96 n°615: “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993”. D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”;
- CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.” Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa
- CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- CEI 20-22: “Prova dei cavi non propaganti l’incendio”;
- CEI 20-38: “Cavi isolati con gomma non propaganti l’incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi”;
- ISO 3684: “Segnali di sicurezza, colori”;

- CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”;
- CEI 81-10/1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2: “Protezione contro i fulmini” Valutazione del rischio CEI 81-10/3: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;
- Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all’interno delle seguenti Guide:
- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 11-35: Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-25 “Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti”;
- CEI 11-28 “Guida d’applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione”;
- CEI 64-50 “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali”;
- CEI 64-53: “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale”;
- CEI 0-16; V2:” Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Codice di rete Terna;
- Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici;
- CEI PAS 82-93: Impianti Agrivoltaici.

3. DEFINIZIONI

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l’energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all’immissione in Rete. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all’uscita dell’impianto, sotto forma di energia elettrica, resa alla Rete.

4. DATI DI PROGETTO

Come anticipato, l’impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio dei comuni di Bicinicco, Mortegliano e Castions di Strada, Provincia di Udine, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento PD_REL17_Piano particellare aree d’impianto e delle opere di connessione tabellare. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore fotovoltaico, in ottemperanza alle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici pubblicate dal Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l’Energia e successiva Norma CEI PAS 82-93. L’impianto è ubicato in un’area a sud-ovest di Udine, a ridosso della SR252 Strada di Palmanova.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	GREENFRUT
LOCALIZZAZIONE BARICENTRO IMPIANTO	Latitudine 45,925608 N; Longitudine 13,216416 E
QUOTA s.l.m.	Tra 30 e 41 m
FOGLIO CATASTALE e PARTICELLE	cfr PD_REL17_Piano particellare aree d'impianto e delle opere di connessione tabellare

Tabella 2: dati caratteristici dell'area

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 690 W, saranno del tipo bifacciali e installati “a terra” su tracker single axis con esposizione Est-Ovest e inclinazione quindi variabile durante l’arco della giornata.

Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portrait 2xN, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo al terreno; le strutture utilizzate nel presente progetto saranno a inseguimento solare singolo asse (tracker single axis) e saranno accoppiate in base alla lunghezza della fila ottenibile in ragione dello spazio disponibile, rispettando la corretta formazione di stringa dei moduli fotovoltaici. Le strutture saranno collegate a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l’ausilio di opere in calcestruzzo. I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli (2x14): la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico (accoppiamento moduli e inverter) in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

L’altezza minima dei moduli fotovoltaici da terra, misurata da terra al bordo inferiore del modulo fotovoltaico collocato più basso nella struttura di sostegno e nella posizione a massima inclinazione raggiungibile sarà superiore o uguale a 2,1 m, che coincide con l’altezza minima prevista in caso di attività colturale al fine di rispettare il Requisito C “**Impianto agrivoltaico avanzato**”.

Prima del collegamento all’inverter le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo tra di loro in corrispondenza dei quadri di campo (combiner box): ogni parallelo costituirà un blocco operativo e il numero di stringhe ad esso collegato è stato valutato in funzione delle correnti in gioco e ammesse in ingresso dall’inverter. Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione composte dalla combinazione di inverter, trasformatore BT/MT 0,6-0,69/36 kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box di dimensioni 6.056 L x 2.895 H x 2.437 mm, unitamente a un box tipo container di dimensioni 12200 L x 2900 H x 2440 P mm a servizio di una futura installazione dello storage.

Il design di impianto prevede l’utilizzo di stazioni di conversione di potenza nominale elevata e dotate di un singolo MPPT. Come evidenziato, ogni stazione è composta da uno SKID collocato in campo comprendente tutti gli apparati necessari per l’elevazione della tensione di esercizio fino a 36 kV.

L’impianto fotovoltaico sarà completato dall’installazione di una cabina di raccolta MT in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 8.400 L x 3.000 H x 4.000 P, necessaria al fine di ottimizzare il percorso dei cavi in MT all’interno del campo, collegata ad una cabina di interfaccia con control room, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza.

La cabina di raccolta MT ha all’interno i dispositivi per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione, il trasformatore MT/BT da 125 kVA e il QGBT dedicato all’alimentazione dei servizi a corredo dell’impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema.

La control room e la cabina di interfaccia saranno realizzate in un unico manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P. Lo spazio all’interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale

per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione, un locale dedicato all'installazione del trasformatore MT/BT da 125 kVA e QGBT dedicato all'alimentazione dei servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito. Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalla cabina di smistamento MT e dalle stazioni di trasformazione in campo e rappresenta il punto di interfaccia dell'impianto con la RTN, su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la stazione elettrica e saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). La control room, invece, è il locale all'interno del quale saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza. L'impianto fotovoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione metereologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete Terna.

5. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PER COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di cessione totale. La protezione del sistema di generazione nei confronti sia della rete auto produttore che della rete pubblica, è realizzata in conformità a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16. Gli impianti risultano equipaggiati con sistemi di protezione che si articolano su tre livelli:

Dispositivi del generatore (DDG): Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;

Dispositivo di interfaccia (DDI): Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati;

Dispositivo generale (DG): Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore. Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG è unico.

Dispositivo di rialzo (DDR): Apparecchiatura con idonea capacità di manovra, apertura e sezionamento, la cui apertura separa la rete del Distributore dai gruppi di generazione del produttore nel caso di intervento delle Protezioni di Interfaccia e di mancata apertura del DDI. Il DDR è richiesto nei casi precisati dalla presente norma ed è asservito al Sistema di Protezione di Interfaccia e a una logica di controllo della corretta apertura dello stesso. Il produttore deve prevedere all'interno del proprio impianto uno o più DDR in modo da potere effettuare il ricalzo alla mancata apertura di tutti i DDI presenti. Il DDR può coincidere con il Dispositivo Generale (in tal caso viene indicato con la sigla DGDDR), con il Dispositivo Di Generatore (in tal caso viene indicato con la sigla DDG-DDR) o con un altro dispositivo interposto tra i due (in tal caso viene indicato con la sigla

DDR). Non può invece mai coincidere con il DDI.

Sistema di Protezione Generale (SPG): Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, composto da:

- Trasformatori/trasduttori di corrente con le relative connessioni al relé di protezione;
- Relè di protezione generale (PG) con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore.

Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI): Sistema di protezione associato al Dispositivo Di Interfaccia, composto da:

- Trasformatori/trasduttori di tensione, con le relative connessioni al relè di protezione;
- Relè di protezione di interfaccia (PI) con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore (DDI).

Protezione Generale (PG): Insieme di protezioni utilizzate per la rilevazione di guasti interni all'impianto dell'utente. La PG è richiesta a tutti gli impianti di utente e agisce sul DG, con la finalità di provocare la separazione dell'impianto dell'utente dalla rete del Distributore in caso di guasti interni all'impianto stesso, in modo selettivo con le protezioni presenti sulla rete di distribuzione.

5.1. DISPOSITIVO DEL GENERATORE (DDG)

Ciascuna stazione di trasformazione è protetta da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia. Gli inverter sono anche dotati di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato corrente alternata.

5.2. DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)

Il dispositivo di interfaccia determina il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione); questo allo scopo di evitare il funzionamento in isola dell'impianto, sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima tensione omopolare, e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 0-16.

5.3. DISPOSITIVO GENERALE (DG)

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica; il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, ed è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura, predisposto per essere controllato da una protezione generale di massima corrente di fase e una di massima corrente omopolare.

5.4. DISPOSITIVO DI RINCALZO (DDR)

Il dispositivo di ricalzo è richiesto per la sicurezza dell'esercizio della rete. Per impianti attivi con potenze superiori a 400 kW è necessario prevedere un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il ricalzo consiste nel riportare il

comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce sul dispositivo generale, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. Il ripristino del dispositivo di rinalzo deve avvenire solo manualmente. La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

5.5. SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE (SPG)

Il sistema di protezione generale SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto. Il SPG deve provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente solo in caso di guasti interni, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi. Il SPG non deve intervenire in caso di guasto sulla rete del Distributore. Le protezioni del SPG (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori attestati sulla sbarra Utente, in caso di omissione del DG).

5.6. SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA (SPI)

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- In caso di mancanza della tensione di rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa creando situazioni di esercizio in isola non intenzionale;
- In caso di guasto sulla linea MT cui è connesso, l'Utente sostenga il guasto;
- In caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore convenzionale possa trovarsi in condizioni tali da provocare il danneggiamento dell'albero del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico della rete di distribuzione, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione o di guasti sulla rete. Pertanto, l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alla richiusura automatica rapida degli interruttori di linea in CP o lungo linea.

Per consentire un rapido distacco degli impianti dalla rete in presenza di disturbi su di essa, il sistema di protezione di interfaccia (SPI) previsto per la generalità degli impianti avrà un secondo insieme di regolazioni nello stesso relè, con le seguenti soglie di intervento e temporizzazioni più sensibili:

Minima tensione (27): 85 % Un	temporizzazione: 0,2s
Massima tensione (59): 110 %Un	temporizzazione: 0,1s
Minima frequenza (81<): 49,8 Hz	temporizzazione: 0,15s
Minima frequenza (81>): 50,2 Hz	temporizzazione: 0,15s

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relè di frequenza (anche con sblocco voltmetrico), di tensione, e di tensione residua. La protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione deve operare in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema attraverso una opportuna funzione di sblocco voltmetrico, volto alla rilevazione di una condizione di guasto sulla rete MT.

Devono quindi essere previste le seguenti protezioni:

- Massima tensione (59, con due soglie);
- Minima tensione (27, con due soglie);
- Massima tensione residua lato mt (59 v0, ritardata);
- Massima frequenza (81>.s1, con sblocco voltmetrico);
- Minima frequenza (81<.s1, con sblocco voltmetrico);
- Massima frequenza (81>.s2, ritardata);
- Minima frequenza (81<.s2, ritardata).

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:

- Massima tensione residua (59V0, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- Massima tensione di sequenza inversa (59Vi, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- Minima tensione di sequenza diretta (27Vd, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1).

Il SPI deve inoltre avere capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati alla gestione del comando di tele-scatto. Per gli impianti definiti nel par. 8.8.6.5, il comando di tele-distacco può anche essere attivato tramite sistema GSM/GPRS (come definito in Allegato M) ed utilizzato al fine di evitare l'isola indesiderata dovuta a manovra intenzionale del Distributore (ad esempio apertura interruttore di Cabina Primaria). Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da ente esterno CEI UNI EN ISO/IEC 17065 o CEI UNI EN ISO/IEC 17025, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di tele-scatto.

È possibile che PI e PG siano un unico apparecchio e/o, se distinte, che utilizzino TV in comune. Le prove cui sottoporre l'apparecchiatura, in questo caso, dovranno essere relative, sia alle funzioni di PG, che di PI. DG e DDI possono essere coincidenti e/o distinti. Per le funzioni di PI lo scatto deve avvenire obbligatoriamente tramite bobina a mancanza di tensione. La tensione ausiliaria impiegata, per alimentazione di PI e PG, dei circuiti di apertura (a lancio di corrente e/o a mancanza di tensione), di eventuale data logger non integrati in PG, deve essere la medesima. Nel caso PG e PI coincidano, la durata dell'alimentazione ausiliaria deve essere quella attualmente indicata nella presente norma, nel caso la PI sia una protezione a sé stante, l'alimentazione ausiliaria deve consentire il funzionamento della PI per un tempo opportuno.

5.7. PROTEZIONE GENERALE (PG)

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore d'intesa col Gestore; stante la specificità degli impianti AT, le regolazioni delle protezioni devono essere indicate caso per caso, secondo criteri di selettività. Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore. L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate in base alla documentazione o verificate, insufficienti a soddisfare le prescrizioni della norma CEI 0-16. La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore, è prevista la possibilità di concordare con il Distributore regolazioni differenti, compatibilmente con le necessità di esercizio e con le caratteristiche della rete di distribuzione.

6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

6.1. PROTEZIONE DA CORTO CIRCUITO SUL LATO D.C. DELL'IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie di un determinato numero di moduli fotovoltaici, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle fotovoltaiche inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto, gli impianti di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e corrente superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori). Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle di corto circuito delle singole stringhe. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO D.C.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V c.c., che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante di terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.3. PROTEZIONE DA FULMINI LATO D.C.

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo la probabilità dell'area di essere colpita da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per

le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo stringhe sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi di uscita. In caso di sovratensioni i varistori collegano una o entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento gli inverter e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.4. PROTEZIONE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogo limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. Per l'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

6.5. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 35 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale. Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica. Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

7. REALIZZAZIONE LINEE ELETTRICHE

La società Alpenfrut società agricola a responsabilità limitata deve provvedere alla realizzazione dell'elettrodotto interrato a 36 kV per collegare l'impianto di generazione da fonte solare denominato GREENFRUT alla Sottostazione Utente per allaccio alla rete Terna.

8. LINEA IN CAVO SOTTERRANEO

La linea in progetto è da realizzarsi quanto più possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi di collegamento elettrico tra l'impianto fotovoltaico fino allo stallo assegnato all'interno della Stazione Elettrica (SE) a 380/220 kV della RTN denominata "Udine Sud" saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm e protetti da tegolo in cemento, se non armati. Anche in questo caso la segnalazione della presenza dell'elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria.

La linea in oggetto oltre ad essere adeguatamente dimensionata per la portata di corrente sarà dimensionata anche in base alla limitazione della caduta di tensione entro valori accettabili. Per realizzare la linea in oggetto saranno utilizzati cavi con conduttore in rame e materiale isolante in gomma HEPR di qualità G7 ad alto modulo, sotto guaina di PVC. Il percorso sarà realizzato principalmente a bordo strada, i cavi verranno posati in un letto di sabbia e successivamente protetti da un "tegolo" prefabbricato. Detto "tegolo" verrà a sua volta ricoperto con terreno di riempimento compattato. Il percorso del cavo sarà inoltre segnalato (in caso di attività di scavo successive alla posa stessa) da una rete di plastica forata di colore rosso-arancione

e da un nastro di segnalazione in PVC opportunamente interrati. La realizzazione dell'elettrodotto interrato così come prospettato, permette il rispetto dei valori imposti dalla normativa (DPCM del 08/07/2003: Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti") sia in termini di intensità del campo elettrico che di induzione magnetica.

9. SCELTA DEI CAVI

Il parco fotovoltaico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso la Sottostazione Utente attraverso un elettrodotto interrato costituito con cavi in formazione 2(3x1x630) mmq 26/45kV. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, saranno del tipo schermato, con conduttore in rame, con formazione a trifoglio, o equivalente. Il tracciato dell'elettrodotto ricade prevalentemente su viabilità pubblica esistente, per la quale verrà inoltrata apposita istanza di concessione per la posa e l'esercizio degli elettrodotti. La portata dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio, non supera la portata al limite termico stabilita dalle norme CEI.

10. COLLEGAMENTI A TERRA

Gli schermi dei cavi MT saranno messi a terra ad entrambe le estremità, in corrispondenza delle terminazioni.