

CENTRALI FOTOVOLTAICHE

Condizioni generali di connessione alle reti AT

Sistemi di protezione regolazione e controllo

Storia delle revisioni		
Rev.01	13/03/2012	Prima emissione a seguito consultazione
Rev.02	25/07/2018	Aggiornamento e revisione generale
Rev. 03	Dicembre 2019	Aggiornamento paragrafi 6.2 e 6.4 e 8.4.5 a valle dell'approvazione con delibera ARERA 592/2018 della normativa di recepimento del Regolamento UE 2016/631 " <i>Requirements for Generators</i> " - Errata corrige tabelle par. 7.1.1., 7.1.2
Rev. 04	Marzo 2023	Aggiornamento per nuovi schemi di connessione a 36 kV e revisione generale

1.	OGGETTO E SCOPO	4
2.	CAMPO DI APPLICAZIONE.....	4
3.	RIFERIMENTI	4
4.	ACRONIMI E CODICI NUMERICI	6
5.	DEFINIZIONI.....	7
6.	CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE	10
6.1.	PRESCRIZIONI GENERALI	10
6.1.1.	<i>Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥ 110 kV).....</i>	10
6.1.2.	<i>Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna).....</i>	11
6.1.3.	<i>Adempimenti Utente.....</i>	13
6.2.	LIMITI DI FUNZIONAMENTO	14
6.3.	INSENSIBILITÀ ALLE VARIAZIONI DI TENSIONE.....	15
6.4.	DISTURBI DI TENSIONE E CORRENTE.....	17
6.4.1.	<i>Dissimmetria delle correnti</i>	17
6.4.2.	<i>Distorsione armonica della corrente</i>	18
6.4.3.	<i>Distorsione armonica della tensione.....</i>	19
6.4.4.	<i>Effetto flicker</i>	19
7.	CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA.....	21
7.1.	CRITERI GENERALI	21
7.2.	CONNESSIONI DI TIPO 1 (SU LIVELLI DI TENSIONE ≥ 110 kV)	22
7.2.1.	<i>Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni.....</i>	23
7.2.1.1.	<i>Protezioni di rete nella sezione AT.....</i>	23
7.2.1.2.	<i>Protezioni degli inverter</i>	25
7.2.2.	<i>Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni.....</i>	25
7.2.2.1.	<i>Protezioni del trasformatore AT/MT</i>	25
7.2.2.2.	<i>Protezioni installate nella sezione MT</i>	26
7.3.	CONNESSIONI DI TIPO 2 (SEZIONI 36 kV DI STAZIONI TERNA)	27
7.3.1.	<i>Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni.....</i>	29
7.3.1.1.	<i>Protezioni di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente</i>	29
7.3.1.2.	<i>Protezioni degli inverter</i>	31
7.3.2.	<i>Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni.....</i>	31
7.3.2.1.	<i>Protezioni delle line di sottocampo.....</i>	31
7.3.2.2.	<i>Protezioni dei reattori di compensazione</i>	32
8.	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO	33
8.1.	CONTROLLO DELLA PRODUZIONE	33

8.2. MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE	33
8.3. REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	34
8.3.1. <i>Curve di Capability al Punto di Connessione</i>	34
8.3.1.1. Impianti con connessioni di Tipo 1	34
8.3.1.2. Impianti con connessioni di Tipo 2	37
8.3.2. <i>Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva</i>	39
8.3.2.1. Regolazione della tensione ad anello aperto – Modalità Q(DV)	39
8.3.2.2. Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ)	41
8.3.2.3. Regolazione di potenza reattiva (FixedQ)	41
8.3.2.4. Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast)	41
8.3.2.5. Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow)	41
8.4. REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA	41
8.4.1. <i>Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza</i>	42
8.4.2. <i>Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)</i>	42
8.4.3. <i>Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)</i>	43
8.4.4. <i>Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)</i>	43
8.4.5. <i>Campi di regolazione</i>	44
8.4.6. <i>Regolazione integrale locale di frequenza</i>	44
8.5. SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE	46
8.6. SISTEMI DI TELEDISTACCO E RIDUZIONE RAPIDA DELLA PRODUZIONE	46
9. PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE	47
10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA	47
10.1. TELEINFORMAZIONI	48
10.2. SISTEMI DI REGISTRAZIONE OSCILLOPERTURBOGRAFICA	48
11. DATI E MODELLI	49
12. PROVE	50
APPENDICE A – SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA	51
APPENDICE B – SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE	54

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento descrive i requisiti obbligatori per la connessione di Impianti Fotovoltaici in termini di prestazioni generali, regolazioni e funzionalità.

Più precisamente le prescrizioni contenute nel seguente documento descrivono:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che gli Impianti Fotovoltaici devono fornire in condizioni normali ed in emergenza;
- i requisiti di visibilità sul sistema di controllo del Gestore di Rete (in seguito Gestore) e di monitoraggio degli impianti.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento si applica agli Impianti Fotovoltaici connessi secondo le seguenti configurazioni:

- **Connessioni di Tipo 1:** connessi direttamente alla RTN o indirettamente per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 110 kV;
- **Connessioni di Tipo 2:** connessi direttamente alla RTN a sezioni 36 kV di stazioni Terna.

Per quanto riguarda impianti con sistemi di accumulo, il presente documento tratta solamente i requisiti relativi alla Centrale fotovoltaica; per i requisiti relativi ai sistemi di accumulo si rimanda all'Allegato A.79 al Codice di Rete.

Il presente documento trova applicazione anche per gli impianti esistenti oggetto di modifiche significative, rifacimento parziale o totale d'impianto. In tali casi l'Allegato A.68 trova applicazione in relazione alle sole parti di impianto oggetto di sostituzione ovvero alle sole prescrizioni per le quali non si rende necessaria la sostituzione di elementi di impianto diversi da quelli oggetto dell'intervento di modifica significativa o di rifacimento. Ai fini di valutare la significatività di modifiche e rifacimenti, qualsiasi modifica deve essere preventivamente comunicata a Terna. Entro 60 giorni Terna valida la richiesta, valutando l'impatto sulle prestazioni tecniche dell'ammodernamento. Decorso tale termine la modifica può considerarsi non significativa e quindi l'impianto continua ad essere considerato impianto esistente.

Sono da considerarsi modifiche significative, a titolo esemplificativo:

- la sostituzione di un numero di inverter per una potenza pari ad almeno il 10% della potenza nominale dell'impianto;
- il rinnovo dei sistemi di controllo di impianto.

Il rispetto delle prescrizioni contenute nel presente allegato (es. la regolazione di tensione) è richiesto anche per gli impianti esistenti nei casi in cui questi presentino già i requisiti tecnici necessari a supportarne l'applicazione.

3. RIFERIMENTI

[A.2] Guida agli schemi di connessione

[A.4] Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV

- [A.6] Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo
- [A.7] Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV
- [A.11] Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV
- [A.12] Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico
- [A.13] Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
- [A.15] Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza
- [A.16] Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione
- [A.18] Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore
- [A.52] Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione
- [A.69] Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna
- [A.79] Impianti con Sistemi di Accumulo Elettrochimico: Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo
- [IEEE 519] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems ed. 2014
- [727] Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies, May 2018, Joint Working Group C4/C6.35/CIREN
- [CEI] Norma CEI EN 62271-1

4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI

Acronimi utilizzati

AT:	Alta Tensione (di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV)
AAT:	Altissima Tensione (di valore superiore a 220 kV)
BC	Banco Condensatori
CSC	Commutatore Sotto Carico
RS	Reattore Shunt
TFN	Trasformatore Formatore di Neutro

Codici numerici

21:	Protezione distanziometrica
26:	Protezione di massima temperatura
27:	Protezione di minima tensione
50:	Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
50N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione rapida
51:	Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
51N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
52:	Interruttore
59:	Protezione di massima tensione
59N:	Protezione di massima tensione omopolare
63:	Protezione di minima e massima pressione fluidi
67N:	Protezione direzionale di terra
81:	Protezione di minima e massima frequenza
87:	Protezione differenziale
97:	Protezione Buchholz

Suffissi ai codici numerici

Si riporta di seguito la lista dei suffissi utilizzati per specificare in maniera univoca il dispositivo nei casi in cui ci possa essere ambiguità. Nei casi in cui la trattazione si riferisca in maniera chiara ad un solo elemento si omettono per brevità di notazione.

G	Generatore
I	Inverter
T	Trasformatore

5. DEFINIZIONI

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (nel seguito Codice di Rete). Nel seguente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Cella fotovoltaica: elemento minimo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

Centrale Fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Interruttore Generale (o di Interfaccia): interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Nella generalità dei casi la separazione non include la linea di connessione alla RTN di proprietà dell'Utente. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

Interruttore di Inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici.

Linee di sottocampo: linee a tensione minore o uguale a 36 kV che raccolgono la produzione parziale della Centrale Fotovoltaica su una sezione dell'Impianto d'Utenza di uguale livello di tensione.

Maximum Power Point (MPP): punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW_{PICCO} (kWp). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

Potenza apparente nominale dell'inverter (S_{n-INV}): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa¹. È espressa in kVA.

Potenza nominale dell'inverter (P_{n-INV}): potenza attiva del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di $\cos(\phi)$. Ai fini del presente documento la potenza nominale è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a $\cos(\phi)=0,9$. È espressa in kW.

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n): è data dalla somma, espressa in MW, delle potenze nominali degli inverter della Centrale Fotovoltaica².

¹ Talvolta nelle targhe tale valore è indicato come potenza attiva (kW) a $\cos(\phi)=1$.

² Tali potenze possono essere eventualmente ridotte considerando le limitazioni legate alla potenza nominale dei moduli fotovoltaici sottesi allo stesso inverter.

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni standard di funzionamento da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa. È espressa in kWp.

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (P_{nd}): è pari alla Potenza Nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n) ridotta della potenza nominale degli inverter³ non disponibili per avaria o manutenzione. È espressa in MW.

Potenza erogabile dall'inverter (P_{e-INV}): potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.

Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica (P_e): potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (P): potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel Punto di Connessione. È espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (Q): potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel Punto di Connessione. È espressa in MVar. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

Punto di Connessione:(o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'Impianto d'Utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica

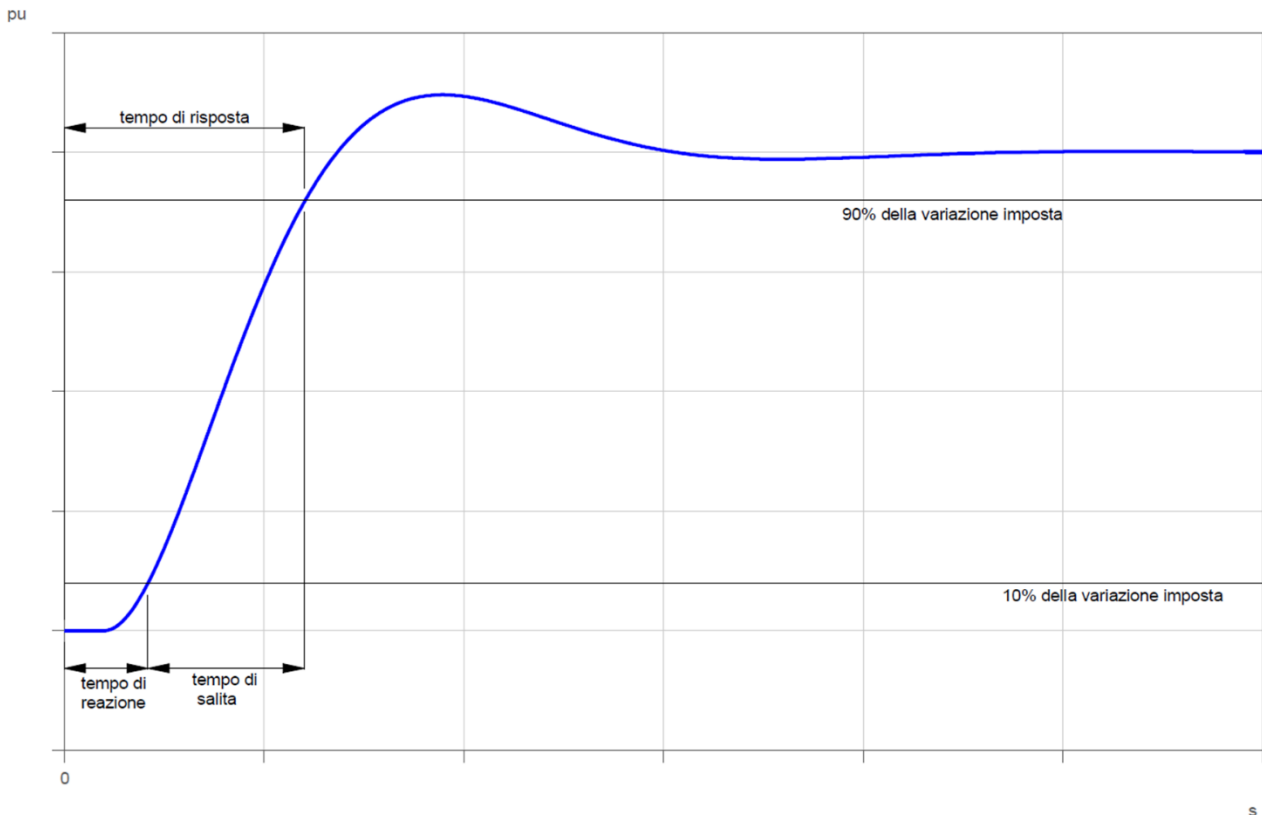
Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'Impianto di Utenza attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica.

Stringa fotovoltaica: insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

Tempi caratteristici della risposta:

Con riferimento alla seguente figura

³ Come nota 2



si definiscono:

- **Tempo di reazione:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per effettuare una variazione di almeno il 10% della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di risposta:** Per una grandezza controllata, è il tempo minimo impiegato dalla grandezza per entrare per la prima volta nell'intervallo di tolleranza della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di assestamento:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per entrare definitivamente nell'intervallo di tolleranza della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di salita:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per effettuare una variazione dal 10% al 90% del valore imposto, misurato a partire dall'istante corrispondente al tempo di reazione.

6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

6.1. Prescrizioni generali

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete è condizionata al rispetto dei requisiti del presente documento.

6.1.1. Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥ 110 kV)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- la Centrale sia dotata di almeno un interruttore (Interruttore Generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare della Centrale (in seguito Utente)⁴;
- gli interruttori di linea AT (se presenti) siano del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT del/dei trasformatore/i MT/AT siano ad isolamento uniforme⁵ e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT siano collegati a triangolo. La connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel Punto di Connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT sia dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra $\pm 12\%$ della tensione nominale;
- il/i trasformatore/i elevatore/i sia/siano opportunamente dimensionato/i per consentire, in ogni condizione di funzionamento, il transito della potenza attiva e reattiva massime, rispettando i requisiti di capability al Punto di Consegna descritti nei paragrafi successivi, con un dimensionamento minimo della potenza apparente pari al 110% della P_n dell'impianto⁶;
- analogamente i trasformatori BT/MT siano opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;
- in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete interna in modo da garantire un grado di compensazione al Punto di Connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a V_n . Tali sistemi di bilanciamento potranno essere rappresentati da reattanze shunt o dall'utilizzo della capability degli inverter. In caso di utilizzo di reattanze shunt in presenza di parchi molto estesi, dovrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire la compensazione indicata a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico. Inoltre, al di sopra di determinati valori

⁴ Nel caso in cui la connessione alla RTN sia comune a centrali fotovoltaiche di proprietari diversi, l'Interruttore Generale sarà quello che realizza la separazione fra la rete e l'insieme degli impianti sottonesi.

⁵ Per connessioni a tensione nominale superiori a 150kV può essere concordato con il Gestore l'utilizzo dell'isolamento graduato lato AT

⁶ Nel caso in cui il trasformatore elevatore sia condiviso fra centrali fotovoltaiche di produttori diversi il rispetto delle prescrizioni dovrà essere comunque garantito con accordi specifici fra le parti interessate.

di potenza attiva prodotta dalla centrale fotovoltaica tali reattanze di compensazione potranno poter essere escluse in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli inverter e del/dei trasformatore/i elevatori MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna come indicato nel paragrafo 8.3.1 ;

- in funzione delle necessità della rete locale Terna si riserva di chiedere sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli inverter. In questo caso in presenza di parchi molto estesi, potrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al fine di garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna come indicato nel paragrafo 8.3.1;

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete è condizionata al rispetto dei requisiti del presente documento.

6.1.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete e che le sezioni 36 kV delle Stazioni Terna abbiano caratteristiche funzionali atte a mantenere tensioni normali di esercizio, correnti di cortocircuito tra le fasi e correnti di guasto a terra entro limiti prestabiliti.

Relativamente alle correnti di guasto a terra viene messo in evidenza che l'esercizio delle reti a 36 kV è previsto a neutro compensato con bobina di Petersen a reattanza variabile in modo da compensare un livello di corrente capacitiva prodotta dalle reti pari al 95% circa. Tale esercizio non esclude tuttavia l'eventualità di esercizio temporaneo a neutro isolato o a terra su resistenza di alto valore ohmico per indisponibilità della bobina di compensazione.

Le principali caratteristiche della Stazione Terna sono le seguenti:

- impiego di TR a due avvolgimenti per la connessione alle reti 220-150-132 kV con tensione nominale $V_n = 230-150-132$ kV / 36 kV. (Dati tipici: potenza nominale $S_n = 125$ MVA, collegamento degli avvolgimenti Ynd 11, $V_{cc} = 17,5\%$);

oppure

impiego di TR a tre avvolgimenti per la connessione alle reti 380-220-150-132 kV con tensione nominale $V_n = 400-230-150-132/36/36$ kV. (Dati tipici: potenza nominale $S_n = 250/125/125$ MVA, collegamento degli avvolgimenti Yn/d/d, $V_{cc} = 19\%-19\%$);

- tensione lato 36 kV regolata con l'obiettivo di mantenerla quanto più possibile prossima al valore nominale mediante Commutatori Sotto Carico dei trasformatori AAT/36 kV ed AT/36 kV (Ampiezza tipica dei gradini: 1,5 % V_n);
- bobine di compensazione della corrente di guasto a terra collegate alle sbarre 36 kV per l'esercizio della rete a neutro compensato aventi le seguenti caratteristiche principali: reattanza variabile per correnti comprese tra 125 ÷ 1250 A, resistenza di parallelo di valore tale da garantire la circolazione di una corrente per guasto monofase a terra compresa tra 150 e 300 A, in funzione dell'estensione della rete connessa;
- numero 5 celle 36 kV per la connessione di altrettante linee di impianti di utenti su una singola sezione 36 kV. Su ogni cella si potrà connettere un unico utente;
- Corrente di corto circuito per il dimensionamento delle apparecchiature e connessioni: 20 kA per 1,0 s

Da tali caratteristiche discendono le prescrizioni specifiche per la connessione di centrali fotovoltaiche di seguito indicate:

- la Centrale deve essere dotata di interruttore sulla/e linea/e in arrivo (Interruttore di Interfaccia), per realizzare la separazione funzionale fra le attività interne all'impianto, di competenza del titolare della Centrale (in seguito Utente), e quelle esterne ad esso;
- ogni linea di sottocampo deve essere dotata di proprio interruttore e di sistema di protezione in grado di separarla dal resto dell'impianto in caso di guasto. Limitatamente al caso di un impianto costituito da un solo sottocampo è accettabile la presenza di un unico interruttore con funzione di interfaccia e di interruttore di sottocampo;
- gli interruttori a 36 kV richiesti sono a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di cortocircuito ≥ 25 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN, se realizzata in cavo, deve essere connessa ad una singola cella 36 kV con un numero di terne in parallelo non superiore a 2. In caso di potenze di impianto non trasportabili con 2 terne di cavi, si dovranno utilizzare due celle distinte sulla medesima sezione 36 kV della SE Terna. L'esercizio base previsto in questo caso è il doppio radiale. Sarà possibile anche esercire in modalità magliata le partenze lato Utente solo con integrazioni al sistema di protezione standard descritto al paragrafo 7.3.1. per garantire la selettività a fronte di guasto su uno dei collegamenti. Sono consentite connessioni su diverse sezioni 36 kV di SE Terna solo ed esclusivamente se lato utente non sono gestite in esercizio magliato fra di loro, con separazione assicurata da opportuni interblocchi.
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN deve essere dotata di vettori ridondati in Fibra Ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:
 - ✓ telemisure e telesegnali da scambiare con Terna (come meglio dettagliato al paragrafo 10.1);
 - ✓ scambio dei segnali associati alla regolazione locale della tensione;
 - ✓ segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea eventualmente presenti;
 - ✓ eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione;
 - ✓ segnali per il sistema di Difesa (come meglio dettagliato al paragrafo 8.6).
- condutture ed apparecchiature devono essere dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 20 kA per 1,0 s;
- il livello di isolamento richiesto per tutte le apparecchiature è pari a $U_r=40,5$ kV, valore previsto dalla norma CEI EN 62271-1 e tale da rispettare la massima tensione di esercizio garantita da Terna pari a +10% della V_n ;
- la corrente di guasto a terra garantita da Terna con esercizio normale della rete a neutro compensato (bobina di compensazione attiva e funzionante) è pari a 150 A resistivi;
- Il sistema di protezione deve essere predisposto in modo da eliminare correttamente i guasti a terra sia nella condizione normale di esercizio della rete a neutro compensato sia in quella accidentale di esercizio a neutro isolato nella quale la corrente di guasto di tipo capacitivo potrà arrivare fino ad un valore massimo di 1250 A. Le due necessità devono essere garantite contemporaneamente, ovvero senza necessità di adeguare le tarature in funzione dello stato di neutro.
- i trasformatori di macchina 36 kV/MT devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;
- in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la RTN al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenza reattiva immessa superiore a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di

bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dall'impianto d'Utente in modo da garantire un grado di compensazione al Punto di Connessione compreso fra il 110% e il 120% della massima potenza reattiva prodotta a V_n . Tali sistemi di bilanciamento potranno essere rappresentati da reattanze shunt o dall'utilizzo della capability degli inverter. In caso di utilizzo di reattanze, queste dovranno essere necessariamente gestite con neutro isolato da terra per evitare sovrapposizioni con la compensazione omopolare operata dalla bobina di Petersen nella stazione Terna. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica o su richiesta di Terna, tali reattanze di compensazione potranno poter essere disconnesse in modo da concorrere al sostegno delle tensioni delle reti AAT-AT.

- In caso di collegamenti in cavo con la stazione Terna in grado di generare correnti capacitive a vuoto di valore superiore a quello interrompibile dagli interruttori, occorre prevedere una compensazione di valore commisurato alla capacità del cavo, che può essere realizzata con una reattanza shunt da collegare rigidamente alla linea. Con riferimento al limite di 50 A della corrente capacitiva interrompibile a vuoto dagli interruttori stabilito dalle norme, la reattanza shunt rigidamente connessa alla linea si rende necessaria per collegamenti in cavo di capacità superiore a $4,4 \mu\text{F}$ (corrispondenti ad una lunghezza di 12,6 km per cavi di capacità media di 350 nF/km e ad una lunghezza di 15,7 km per cavi di capacità media di 280 nF/km). Il valore di compensazione da utilizzare è quello necessario a garantire il rispetto del limite dell'interruttore nella condizione più critica (apertura di linea guasta con estremo opposto aperto).

In base ai suddetti requisiti di sistema, si presentano limitazioni alla capacità di connessione di impianti ad una stessa sezione a 36 kV che Terna terrà presenti nella scelta delle soluzioni di connessione. Si evidenziano in particolare le due principali:

1. *Estensione massima ammessa della rete*: non può essere superata, per ciascuna sezione a 36 kV, una capacità complessiva di $64 \mu\text{F}$ per rispettare il limite di compensazione stabilito della corrente di terra. L'estensione massima della rete che può essere connessa su una singola sezione 36 kV sarà funzione della capacità media dei cavi, ad esempio, con una capacità media di 280 nF/km, la massima estensione non potrà superare i 225 km. In presenza di cavidotti formati da doppie terne di cavi in parallelo, l'estensione complessiva della rete si riduce in relazione alla loro quota parte.
2. *Potenza di cortocircuito massima applicabile alla rete 36 kV*: su ogni sezione a 36 kV non dovrà essere superato il limite di 20 kA stabilito per tenuta al cortocircuito dei quadri della stazione Terna. Tenuto conto che la I_{cc} fornita dal TR AT-AAT/36 kV può arrivare ad un massimo di 11 kA, il contributo alla corrente di cortocircuito simmetrico fornito dall'insieme degli impianti di produzione connessi alla stessa rete non può superare 9 kA.

6.1.3. Adempimenti Utente

Di seguito sono riportati alcuni adempimenti da parte dell'Utente che in particolare è tenuto a:

- sottoscrivere gli opportuni Regolamenti di Esercizio che contengono tra l'altro le relazioni funzionali con il Gestore ed altri eventuali soggetti coinvolti;
- effettuare le manovre sull'impianto di propria competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare l'Utente deve disporre di personale autorizzato sempre rintracciabile;
- effettuare tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN;

- rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete;
- garantire l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni;
- garantire l'efficienza dei sistemi di regolazione della potenza e della tensione;
- garantire il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

Per esigenze di sicurezza della rete il Gestore può effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso la Centrale Fotovoltaica senza preavviso determinando la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura dell'Utente predisporre una soluzione tecnica per garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali (ad esempio connessione secondaria di riserva o di emergenza in MT).

6.2. Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare, la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel Punto di Consegna, compresi nei seguenti intervalli:

Connessioni di Tipo 1:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con V_n la tensione nominale del Punto di Consegna.

Connessioni di Tipo 2:

Per queste connessioni il variatore sotto carico del trasformatore AT-AAT/36 kV sarà gestito con l'obiettivo di mantenere la tensione nel Punto di Consegna quanto più possibile prossima al valore nominale, consentendo al tempo stesso, nel lato primario del TR, il funzionamento nel medesimo range di tensione indicato nelle connessioni di Tipo 1.

Per tutti i tipi di connessione:

Con riferimento all'Allegato 1 al CdR, in caso di utilizzo della classe di isolamento corrispondente alla tensione massima di sistema per i componenti dell'Impianto, eventuali limitazioni sulle prestazioni ed i servizi forniti per valori di tensione superiore a quest'ultima devono essere sempre comunicati a Terna a cura del Titolare e documentati all'interno del Regolamento di Esercizio.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale deve rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

e devono rimanere connessi alla rete per tempi limitati quando la frequenza si trova al di sotto di 47,5 Hz e sopra 51,5 Hz.

La centrale deve inoltre poter funzionare in parallelo alla rete senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s valutata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms). Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il Titolare deve dichiarare eventuali limiti ampliati del campo di funzionamento.

6.3. Insensibilità alle variazioni di tensione

Vengono richieste caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

La Centrale fotovoltaica, sia a livello di prestazione degli inverter che dei servizi ausiliari, deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti in **Fig. 1**. Le prescrizioni per la curva di FRT sono le stesse sia per le Centrali con connessione di Tipo 1 che di Tipo 2.

I profili rappresentano criteri minimi per la progettazione della Centrale Fotovoltaica ed il dimensionamento dei singoli componenti ed esulano da azioni di distacco dalla rete definite da esigenze di esercizio e/o protezioni della rete e che sono implementate tramite apparecchiature e relativi parametri definiti dal Gestore (ad es. protezioni).. Qualora la Centrale Fotovoltaica sia in grado di fornire una caratteristica di FRT più ampia di quella prescritta, l'Utente non deve limitare tale caratteristica, che sarà descritta nel Regolamento di Esercizio.

La caratteristica di distacco dalla rete indicata in **Fig. 1** può essere rispettata in maniera assimilabile ai morsetti dell'inverter.

Le tensioni considerate sono quelle concatenate al Punto di Connessione⁷. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms.

Nel primo tratto della caratteristica OVRT di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale V_n .

⁷ La caratteristica di distacco dalla rete indicata in Fig1 può essere riprodotta in maniera assimilabile ai morsetti dell'inverter.

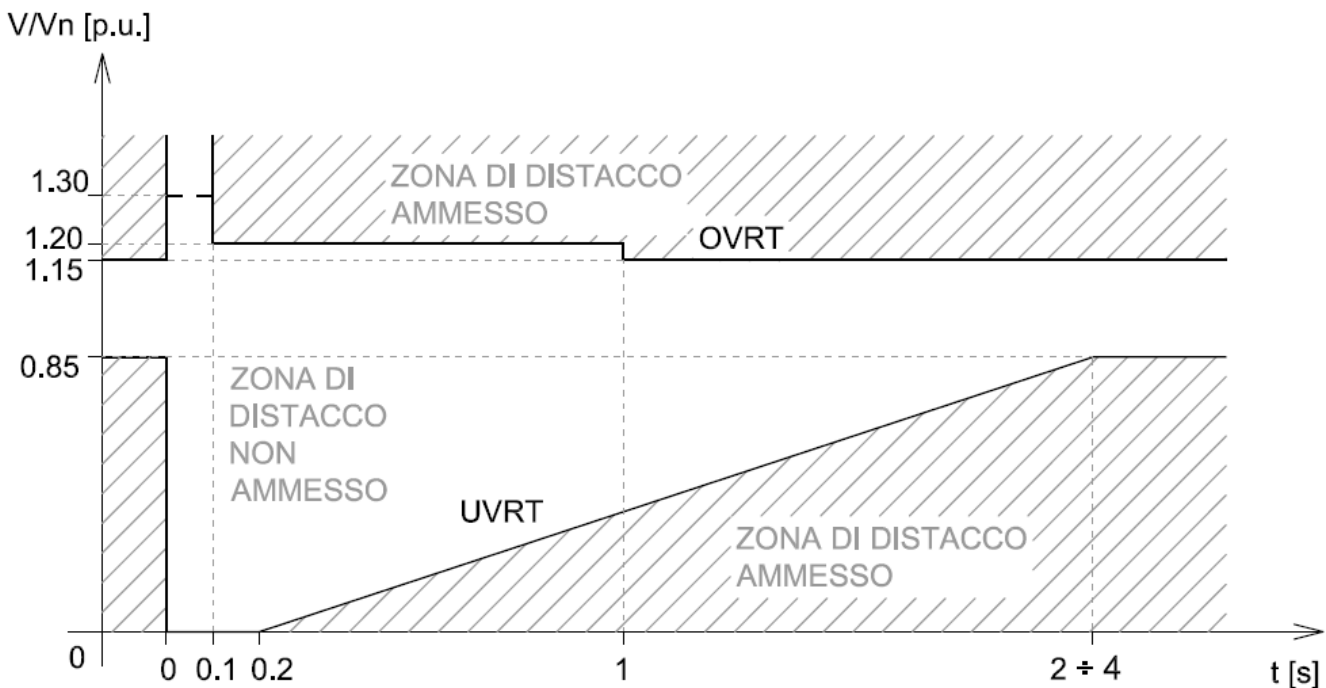


Fig. 1 – Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Fotovoltaiche

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione più elevata della stazione Terna di connessione per le connessioni di Tipo 2: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV, 4,0 s per le reti a 380 kV.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al Punto di Connessione è inferiore a $0,85 V_n$ o superiore a $1,15 V_n$ non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Il Gestore potrà inoltre richiedere un supporto alla tensione durante i guasti come meglio specificato al paragrafo 8.5. Il comportamento previsto degli inverter in tale modalità di funzionamento dovrà comunque essere descritto nei modelli forniti (vedi paragrafo 10). Al rientro all'interno dell'intervallo di normale funzionamento, dovrà essere ripristinata in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata.

6.4. Disturbi di tensione e corrente

Gli inverter utilizzati nei moderni parchi fotovoltaici sono realizzati con dispositivi a semiconduttori che commutano ad alta frequenza. Per tale motivo queste commutazioni possono generare interferenza e/o disturbo alle utenze.

In condizioni di normale funzionamento della rete, la connessione di un impianto di generazione non deve causare un degrado delle prestazioni della rete di trasmissione nel Punto di Connessione oltre livelli di distorsione definiti dal Gestore.

Per la valutazione dell'impatto sulla rete della nuova Centrale Fotovoltaica, il Produttore fornisce, all'atto della richiesta di connessione i dati di progetto relativi all'emissione di disturbi; sulla base di tali dati il Gestore valuta gli effetti sulla rete in condizioni di minima potenza di corto circuito sulla rete stessa.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo impianto di generazione che si connetta alla rete o che intenda apportate rilevanti modifiche all'impianto già esistente, sono fissate dal Gestore tenendo conto dei valori di pianificazione adottati, della potenza di corto circuito nel Punto di Connessione dell'impianto, dei dati caratteristici dell'impianto e dei parametri caratteristici della rete nel nodo, delle emissioni degli altri Utenti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi Utenti che hanno già iniziato l'iter di richiesta di connessione.

Nelle porzioni di rete caratterizzate da livelli di disturbi vicini ai limiti di pianificazione è consentita la connessione di nuovi impianti disturbanti previa effettuazione di interventi correttivi atti a garantire il rispetto dei limiti di pianificazione.

In funzione del sito di connessione e delle condizioni della rete, il Gestore si riserva comunque in una fase successiva di richiedere al Produttore l'installazione di ulteriori sistemi di compensazione al fine di garantire gli standard qualitativi della RTN.

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

- Dissimmetria delle correnti
- Distorsione armonica della corrente
- Distorsione armonica della tensione
- Effetto flicker

Le indicazioni contenute nei paragrafi successivi fanno riferimento alla tensione del Punto di Consegna per le connessioni di Tipo1 e alla tensione più elevata della stazione AT-AAT/36kV di connessione per le connessioni di Tipo2.

6.4.1. Dissimmetria delle correnti

In assenza di guasto nella rete o di interruzioni di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da una Centrale Fotovoltaica deve essere tale che il grado di dissimmetria della tensione nel Punto di Connessione, rimanga:

- inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV
- inferiore allo 0,8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di connessione in un nodo della RTN con una potenza di corto circuito inferiore a 500 volte la potenza nominale della Centrale Fotovoltaica, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel Punto di Connessione deve essere inferiore a:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} \cdot \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale della Centrale Fotovoltaica, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, P_n la potenza nominale della Centrale Fotovoltaica.

Il parametro E_{ui} è definito dal Gestore in base alle caratteristiche della rete nel Punto di Connessione:

$$E_{ui} = \max \left[0.002, L \cdot \sqrt[1.4]{\frac{k_{uE} \cdot P_n}{S_t}} \right]$$

dove k_{uE} è in genere pari a 0.7.

Il parametro L è pari a 0,008 per impianti connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari ad 0,01 per impianti connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale inferiore a 110kV;
- 225 MVA per reti con tensione nominale superiore od uguale a 110kV ed inferiore a 220kV;
- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380kV.

6.4.2. Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_i) calcolato fino alla 50-esima armonica e le singole correnti armoniche, considerando come base la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica, non superino nel Punto di Connessione i valori indicati nella Tabella⁸ riportata di seguito.

Ordine armonico ⁽⁹⁾ –Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁰⁾						
I_{cc}/I_L ⁽¹¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
<20<50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50<100	5	2,25	2	0,75	0,35	6
100<1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5

⁸ La Tabella è stabilita sulla base della norma IEEE 519 [42] e sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

⁹ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

¹⁰ I_L è la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica connesso nel Punto di Connessione.

¹¹ I_{cc} è la massima corrente di corto circuito nel Punto di Connessione della Centrale Fotovoltaica

≥1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10
-------	-----	-----	---	------	-----	----

Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV

Ordine armonico ⁽⁹⁾ – Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁰⁾						
I_{cc}/I_L ⁽¹¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<25	1	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
<25<50	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
≥50	3	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

L'Utente deve inoltre fornire i modelli matematici dell'emissione armonica secondo quanto prescritto al paragrafo 10.

6.4.3. Distorsione armonica della tensione

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_v) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori:

- THD_v ≤ 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THD_v ≤ 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione di una Centrale Fotovoltaica si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni della Centrale Fotovoltaica in termini di distorsione della corrente sono conformi ai limiti di cui sopra e sono tali che i limiti di distorsione della tensione non vengano superati; in tale caso, il parco può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
- le emissioni della Centrale Fotovoltaica in termini di distorsione della corrente sono superiori ai limiti di cui sopra o sono tali che i limiti di distorsione della tensione siano superati; in questo caso, la connessione è condizionata all'installazione di strumenti di compensazione tale da rientrare nei limiti di pianificazione.

6.4.4. Effetto flicker

Riguardo l'effetto flicker, i valori assunti in sede di pianificazione della RTN dell'indice di severità del flicker a breve termine (P_{st}) e dell'indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt}) sono contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	$\leq 0,70$	$\leq 0,50$
132 – 150	$\leq 0,85$	$\leq 0,62$

Inoltre, le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della potenza scambiata con la rete non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto basata sulla norma IEC/TR 61000-3-7:

Numero di variazioni n	$\Delta U/U_n$ [%]
$n \leq 4$ al giorno	3-5
$n \leq 2$ ogni ora e $n > 4$ al giorno	3
$2 < n \leq 10$ ogni ora	2,5

7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

7.1. Criteri generali

Il sistema di protezione della Centrale Fotovoltaica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a $P_n \cdot 2s$.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter¹².

Ogni Centrale Fotovoltaica deve contribuire all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11]. Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta.

Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento garantito indicato al paragrafo 6.3 "Insensibilità alle variazioni di tensione". All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

¹² Questo requisito è necessario in considerazione dei normali cicli di richiusura automatica rapida e lenta degli interruttori applicati dagli automatismi della rete rilevante nel caso di un guasto in linea.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

7.2. Connessioni di Tipo 1 (su livelli di tensione ≥ 110 kV)

Nella **Fig. 2** è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

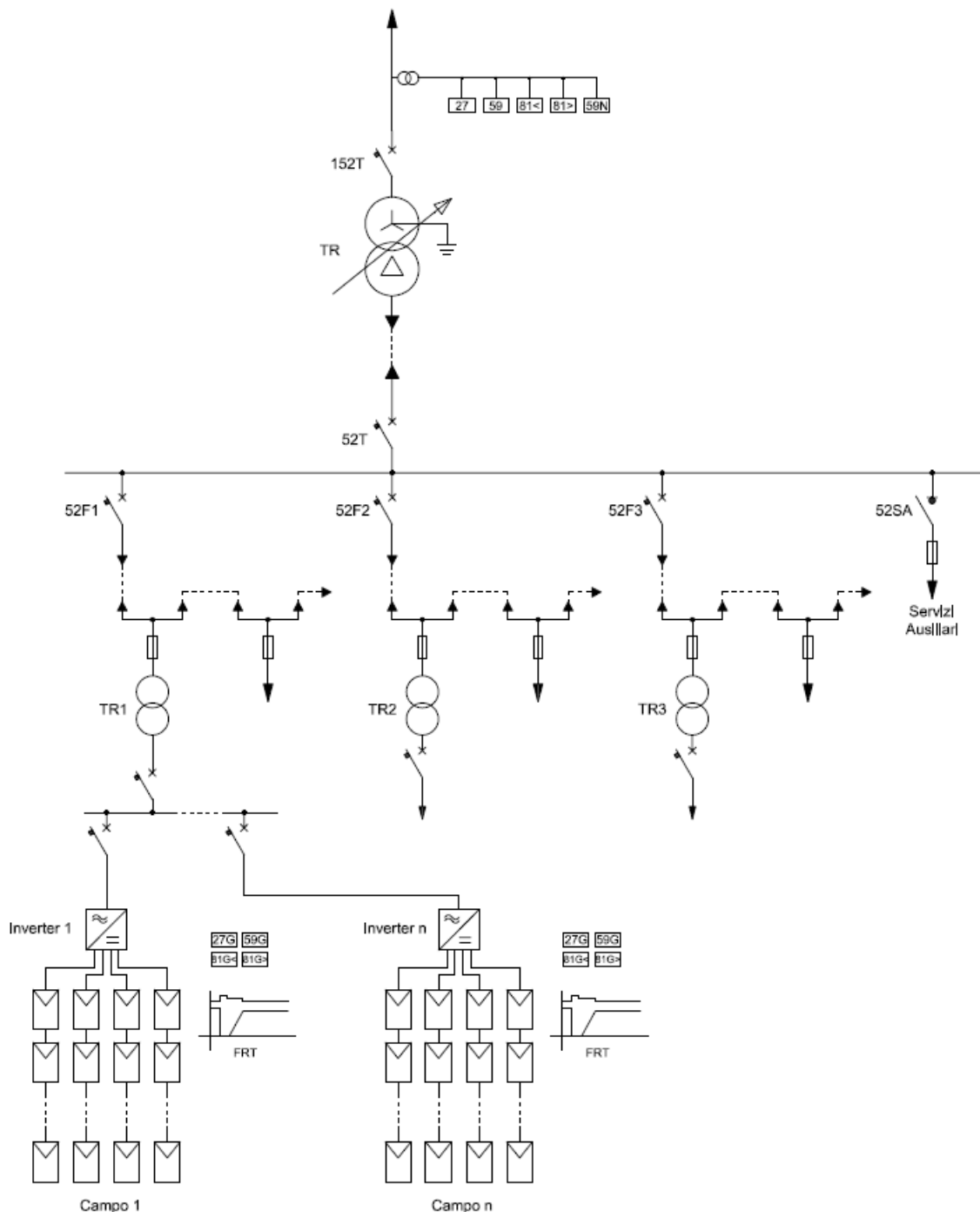


Fig. 2 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica

7.2.1. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter.

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro funzioni protettive è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta funzione, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella. L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore Generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Le prime quattro protezioni (27,59,81<,81>) sono anche ripetute a bordo degli inverter.

Il Titolare della Centrale Fotovoltaica potrà adottare ulteriori protezioni, rispetto alla lista precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti il campo di funzionamento garantito. In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature.

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri stabiliti nell'allegato A.11 al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la Centrale Fotovoltaica, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni contro i carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

7.2.1.1. Protezioni di rete nella sezione AT

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al Codice di Rete:

Caso "A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Caso "B": Centrale su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Eventuali modifiche ai valori di taratura proposti nel seguito devono essere concordate con Terna.

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica sono indicati i seguenti valori:

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	Unica	80 % $V_{nR}^{(1)}$	A) 2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
			B) 0,6 s	
Massima tensione (59)	Unica	115 % $V_{nR}^{(1)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	1 ^a soglia	10 ÷ 20% $V_{RES MAX}^{(3)}$	A) 2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	
			B) 1,2 s	
	2 ^a soglia ⁽⁴⁾	70% $V_{RES MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2 ^a soglia	52.5 Hz	0,1 s	

Note:

⁽¹⁾ V_{nR} è la tensione nominale della rete;

⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV

⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1^a soglia sono associati ai casi di centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso, infatti, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa, i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

⁽⁴⁾ Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

⁽⁵⁾ Tensione operativa $0,2V_{nG}$

⁽⁶⁾ Tensione operativa $0,8V_{nG}$

7.2.1.2. Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter riportate sono indipendenti dallo schema di connessione.

Centrale Fotovoltaica connessa alla rete AT- Protezioni inverter				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	1 ^a soglia	85 % $V_{nl}^{(1)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	Arresto inverter con apertura interruttore 52G
	2 ^a soglia (opzionale)	vedi nota (3)	vedi nota (3)	
Massima tensione (59G)	1 ^a soglia	115 % $V_{nl}^{(1)}$	1,0 s	
	2 ^a soglia se presente)	120 % $V_{nl}^{(1)}$	0,1 s	
Minima frequenza (81G<) ⁽⁴⁾	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Massima frequenza (81G>) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Note: ⁽¹⁾ V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter; ⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV ⁽³⁾ Coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di UVRT, riportata ai morsetti dell'aerogeneratore (es. 30% V_{nl} 0,85s per gli impianti connessi alle reti 132kV/150 kV) ⁽⁴⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl} ⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl} ⁽⁶⁾ Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.				

7.2.2. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

7.2.2.1. Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)

- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore. È consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo del trasformatore, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

Il Titolare dell'impianto può adottare, oltre alle precedenti, ulteriori protezioni sempre con l'obiettivo di proteggere l'impianto.

7.2.2.2. Protezioni installate nella sezione MT

I sistemi di protezione della sezione MT non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

7.3. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna)

A livello della Stazione Terna, le protezioni presenti sulla sezione a tensione più alta seguono quanto descritto in [A.4] e [A.11].

Per quanto riguarda i TR AT-AAT/36 kV, sono protetti con le seguenti protezioni:

- Protezione differenziale trasformatore (87T)
- Protezione distanziometrica lato primario AT o AAT (21)
- Protezione distanziometrica lato 36kV (21)
- Protezione di massima tensione omopolare lato 36 kV(59N)

Sulla sbarra 36 kV è presente una protezione di massima tensione omopolare (59N)

Infine sui collegamenti in partenza verso le varie Centrali Fotovoltaiche sono presenti:

- Protezione distanziometrica (21) oppure protezione di massima corrente (50/51) contro i guasti fra le fasi.
- Protezione di massima corrente direzionale di terra (67N) contro i guasti a terra.

Una configurazione tipica è rappresentata in **Fig. 3**.

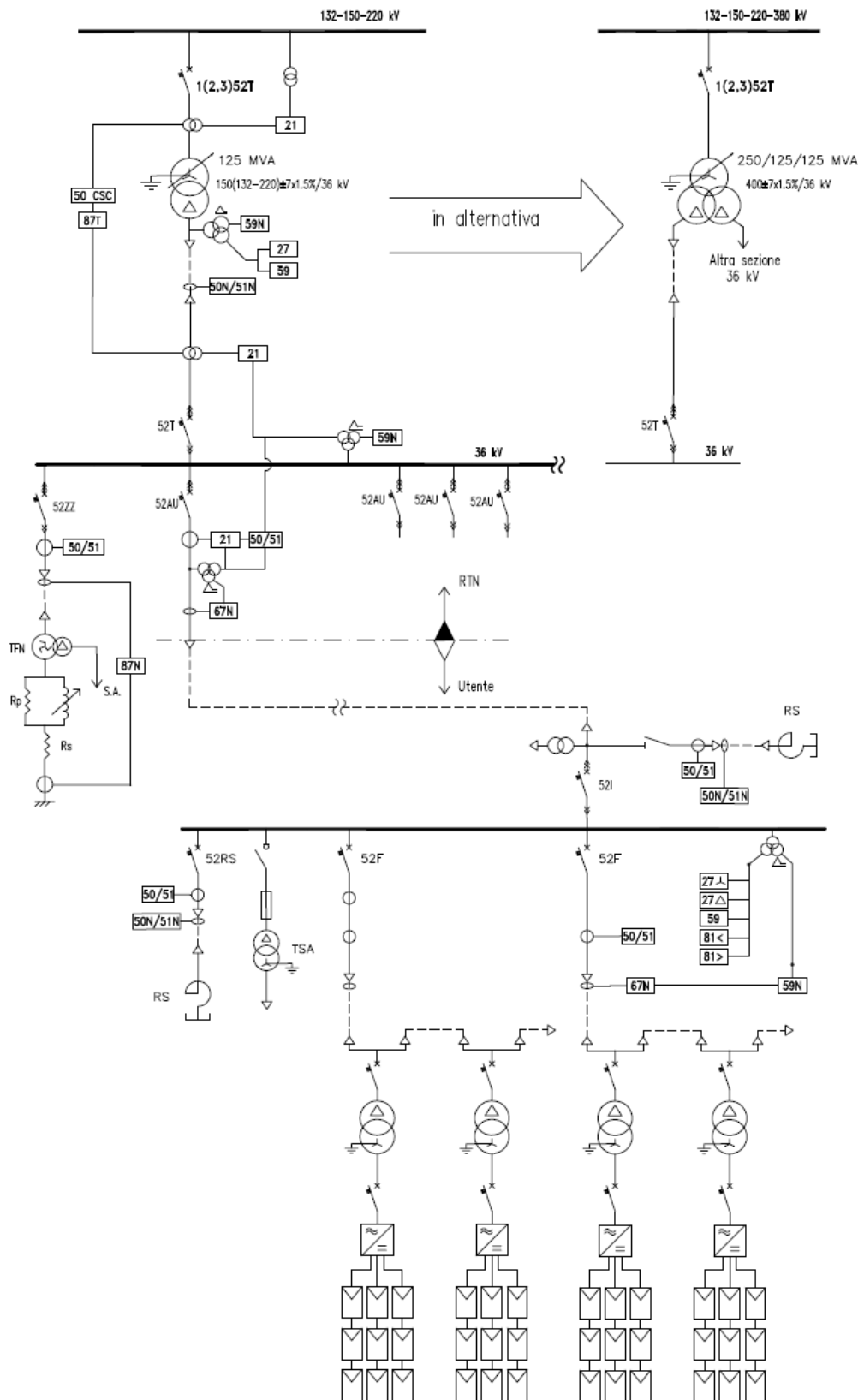


Fig. 3 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di una Centrale Fotovoltaica

Stazione Terna – Linea 36 kV verso Centrale Fotovoltaica				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Distanziometrica (21)	1 ^a zona	$X_1 = 5 \text{ ohm}; R_1 = (2 \div 4) X_1$	0,35 s	Apertura interruttore 52 AU
	2 ^a zona	$X_2 = 10 \text{ ohm}; R_2 = (1 \div 2) X_2$	1,0 s	
Massima corrente di fase (50/51) (attiva in alternativa alla protezione 21)	1 ^a soglia	$I > = (2 \div 3) \sum I_{nl}^{(1)}$	1,0 s	
	2 ^a soglia	$I >> = 3000 \div 4000 \text{ A}^{(2)}$	0,35 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1 ^a soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5 \% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 \text{ A}$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,5 s	
	2 ^a soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 15 \text{ A}$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,5 s	
	3 ^a soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = \geq 300 \text{ A}$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,35 s	

Note:

(1) $\sum I_{nl}$ è la sommatoria delle correnti nominali degli inverter sottesi alla linea 36kV

(2) Il valore di regolazione della soglia $I >>$ deve essere:

- minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della Linea Sottocampo dell'impianto Utente ad impedenza maggiore mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dai sottocampi al momento dell'energizzazione simultanea dei trasformatori ad essi connessi stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia $I >>$

(3) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra

7.3.1. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Si riportano le protezioni e le rispettive tarature nella configurazione più semplice rappresentata in **Fig. 3**.

7.3.1.1. Protezioni di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la Centrale Fotovoltaica, le tarature potranno essere parzialmente discordanti da quelle indicate nelle tabelle successive.

Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

- 1) Protezione di minima tensione rete (27Y)

- 2) Protezione di minima tensione rete (27Δ)
- 3) Protezione di massima tensione rete (59)
- 4) Protezione di minima frequenza rete (81<)
- 5) Protezione di massima frequenza rete (81>)
- 6) Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per la prima funzione protettiva (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate. Per le funzioni protettive 2)-5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

Si precisa che le funzioni in tensione sopra descritte possono essere implementate all'interno di un unico apparato multifunzione adducendo una unica terna di tensioni stellate ed affidando all'apparato il compito di ricavare la terna di tensioni concatenate e la tensione omopolare.

Lo stesso risultato può essere conseguito con l'utilizzo di due apparati distinti uno alimentato con tensioni stellate e l'altro con tensioni concatenate.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore di Interfaccia 52I del collegamento con la Stazione Terna.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni contro i carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature dell'insieme delle protezioni di rete.

Centrale Fotovoltaica -Sbarre 36kV dell'Impianto Utente				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione di fase (27Y)	Unica	80 % $V_{nYR}^{(1)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	Apertura interruttore 52 I
Minima tensione concatenata (27Δ)	Unica	80 % $V_{nR}^{(2)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	
Massima tensione (59)	1 ^a soglia	110 % $V_{nR}^{(2)}$	60 s	
	2 ^a soglia	115 % $V_{nR}^{(2)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	Unica	10 % $V_{RES MAX}^{(4)}$	1,0 ÷ 2,0 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
Note: ⁽¹⁾ V_{nYR} è la tensione nominale stellata della rete 36 kV;				

⁽²⁾ V_{NR} è la tensione nominale concatenata della rete 36 kV;

⁽³⁾ Valori di ritardo riferiti alla tensione nominale della sezione a tensione più elevata della stazione Terna di connessione: 2,0 s per 132-150 kV; 2,8 s per 220 kV; 4,0 s per 380 kV;

⁽⁴⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra

⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: $0,2V_{NR}$

⁽⁶⁾ Tensione operativa raccomandata: $0,8V_{NR}$

⁽⁷⁾ Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

7.3.1.2. Protezioni degli inverter

Come caso di connessioni di tipo 1. In questo caso i tempi di ritardo delle protezioni di minima tensione devono essere riferiti al livello di tensione più elevata della stazione Terna di connessione.

7.3.2. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

7.3.2.1. Protezioni delle linee di sottocampo

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

Il setting di riferimento, al fine di garantire il coordinamento con le protezioni presenti in SE Terna sono quelli riportati in tabella sottostante. Eventuali protezioni e/o tarature diverse potranno essere impostate a cura dell'Utente purchè garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con Terna e riportate all'interno del Regolamento di Esercizio.

Centrale Fotovoltaica– Linee Sottocampo (Feeder) 36kV dell'Impianto Utente				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I > = 1,15 \sum I_{n1}^{(1)}$	Curva a tempo inverso	Apertura interruttore 52 F
	2ª soglia	$I >> = 400 \div 600 \text{ A}$	0,6 ÷ 0,8 s	
	3ª soglia	$I >>> = 2000 \div 3000 \text{ A}^{(2)}$	0,12 ÷ 0,15 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 5 \div 10 \text{ A}$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,3 s	
	2ª soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 \text{ A}$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,3 s	
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = \geq 300 \text{ A}$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,12 ÷ 0,15 s	

Note:

⁽¹⁾ $\sum I_{nl}$ è la sommatoria delle correnti nominali degli inverter sottesi alla linea di sottocampo

⁽²⁾ Il valore di regolazione della soglia $I_{>>>}$ deve essere:

- minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della linea sottocampo mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'energizzazione simultanea dei trasformatori connessi alla singola Linea Sottocampo; tale valore deve essere stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia $I_{>>>}$.

⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra

7.3.2.2. Protezioni dei reattori di compensazione

Si possono avere due tipologie di reattori shunt:

- a) Reattori shunt dedicati alla compensazione del solo collegamento, al fine di rispettare i vincoli costruttivi degli interruttori sulle correnti capacitive massime a vuoto interrompibili. Questi reattori sono solidali con il collegamento in cavo con la stazione Terna e le protezioni vanno ad agire sugli interruttori ai due estremi;
- b) Reattori shunt utilizzati per il rispetto del vincolo sulla potenza reattiva scambiata con la RTN nel Punto di Connessione. Questi reattori sono connessi alle sbarre 36 kV della stazione Utente e le relative protezioni vanno ad operare sul proprio interruttore (52RS).

Nella tabella sottostante si riportano i valori di riferimento per le tarature di entrambe le tipologie, con differenza solo nelle azioni previste:

Centrale Fotovoltaica– Reattori Shunt 36kV				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1 ^a soglia	$I_{>} = 1,1 \div 1,15 I_{nRS}$	5,0 s	a) Apertura interruttore locale 52 I +Apertura interruttore Terna remoto 52AU tramite telescatto b) Apertura interruttore 52 RS
	2 ^a soglia	$I_{>>} = 1,35 I_{nRS}$	0,5 s	
	3 ^a soglia	$I_{>>>} = 4 \div 5 I_{nRS}$	ist.	
Massima corrente omopolare (50N/51N)	1 ^a soglia	$I_{E>} = 0,15 \div 0,3 I_{nRS}$	1,5 s	
	2 ^a soglia	$I_{E>>} = 1,5 \div 2,0 I_{nRS}$	0,1 s	

8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Supporto alla tensione durante i guasti in rete
- Sistemi di teledistacco della produzione

Nei paragrafi successivi sono descritti nel dettaglio i singoli requisiti.

8.1. Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti dall'invio della comunicazione. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza nominale dell'Impianto.

L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine.

L'Utente può richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un tele-segnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della P_n del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% P_n .

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

La riconnessione alla RTN dopo eventi che hanno causato l'intervento delle protezioni e quindi l'apertura dell'Interruttore Generale (o di Interfaccia) deve essere autorizzata da Terna, salvo quanto diversamente indicato da Terna nel RdE.

L'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata alle seguenti condizioni:

- la tensione al Punto di Consegna deve mantenersi nell'intervallo 90 - 110 % della tensione nominale;
- la frequenza deve essere non superiore a 50,2Hz;
- le condizioni di tensione e frequenza di cui sopra devono essere verificate per un tempo minimo selezionabile in un intervallo tra 0 s e 900 s con step di variazione non superiore a 5 s; il tempo è impostato di default a 300 s, salvo diverse indicazioni dal Gestore.

A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale o degli inverter.

8.3. Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico regolando la potenza reattiva prodotta o assorbita con le modalità descritte in dettaglio nei paragrafi successivi.

I sistemi di controllo d'impianto o gli apparati dedicati alle funzionalità di regolazione della tensione descritte devono rendere disponibili tutte le modalità di regolazione a cui si fa riferimento in questo documento. Le modalità di regolazione devono essere selezionabili localmente o tramite segnale remoto inviato dal Gestore di rete. Il passaggio dall'una all'altra modalità di controllo deve sempre avvenire in maniera bumpless o raccordata. Tutte le logiche da implementare sono descritte nell'Allegato A.16.

La regolazione della potenza reattiva deve essere effettuata sulla base delle Curve di Capability dell'impianto al punto di connessione, come descritto al paragrafo 8.3.1.

8.3.1. Curve di Capability al Punto di Connessione

Le capability a livello di inverter devono presentare una caratteristica di tipo semicircolare e al Punto di Connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete di utenza, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori dell'impianto. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento dei trasformatori interessati e sono quindi differenti da impianto a impianto.

8.3.1.1. Impianti con connessioni di Tipo 1

Si richiede che l'impianto nel suo complesso fornisca una regolazione di tipo continuo nelle aree campite in rosso descritte di seguito e rappresentate in **Fig. 4**.

Le prestazioni dinamiche richieste per tali aree sono riportate nei successivi paragrafi 8.3.1 e 8.3.2.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10% della P_{nd} , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% P_{nd} per ogni valore di potenza attiva. Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare (diversa per ogni impianto) in rosso descritta in **Fig. 4**.
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto). Deve essere garantito un valore minimo di 30% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} . Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare in rosso descritta in **Fig. 4**.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10% della P_{nd} , (area a campitura grigia nella **Fig. 4**) si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia quello consentito dalle caratteristiche degli inverter.
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

Qualora il parco fotovoltaico sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli prescritti, l'Utente è tenuto a concordare con il Gestore le relative modalità di gestione.

All'interno delle aree a campitura rossa e grigia indicate in **Fig. 4** sono escluse regolazioni a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione ad eccezione dei due casi descritti di seguito.

- Al di sopra di una soglia di potenza attiva concordata fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio ($P_{distaccoRS}$)¹³ può essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt di compensazione della rete MT di impianto (se presenti) recuperando aree di regolazione di reattivo.
- In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ($P_{inserzione BC}$)¹⁴ e al di sotto di una certa tensione ($V_{inserzione BC}$)¹⁵ concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall' area campite in azzurro in **Fig. 4**. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva P_{nd} un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35% P_{nd} , con una precisione minima del $\pm 2\%$ P_{nd} a V_n .

La curva di capability V/Q alla massima potenza P_{nd} richiesta (senza elementi di compensazione capacitivi opzionali) è rappresentata in **Fig. 5** con bordo rosso.

Per tensioni esterne al range $\pm 10\%$ V_n , si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

Nel caso di Centrali Fotovoltaiche che condividono la connessione con altri impianti, valgono gli stessi requisiti di capability al Punto di Connessione relativamente alla sola quota di potenza della Centrale Fotovoltaica. L'Utente deve garantire che la Centrale Fotovoltaica abbia prestazioni tali da garantire la capability richiesta ai punti precedenti al Punto di Consegna nelle condizioni teoriche per le quali essa è il solo elemento attivo. Considerando che tali condizioni teoriche sono operativamente difficilmente raggiungibili, si ammette che l'Utente dimostri le prestazioni richieste tramite calcoli di load flow.

¹³In questo caso è ammessa un'isteresi intorno a tale valore (di ampiezza condivisa fra Terna e l'Utente) per evitare attacchi e distacchi continui in prossimità del valore di soglia.

¹⁴ Come nota 13.

¹⁵ Come nota 13.

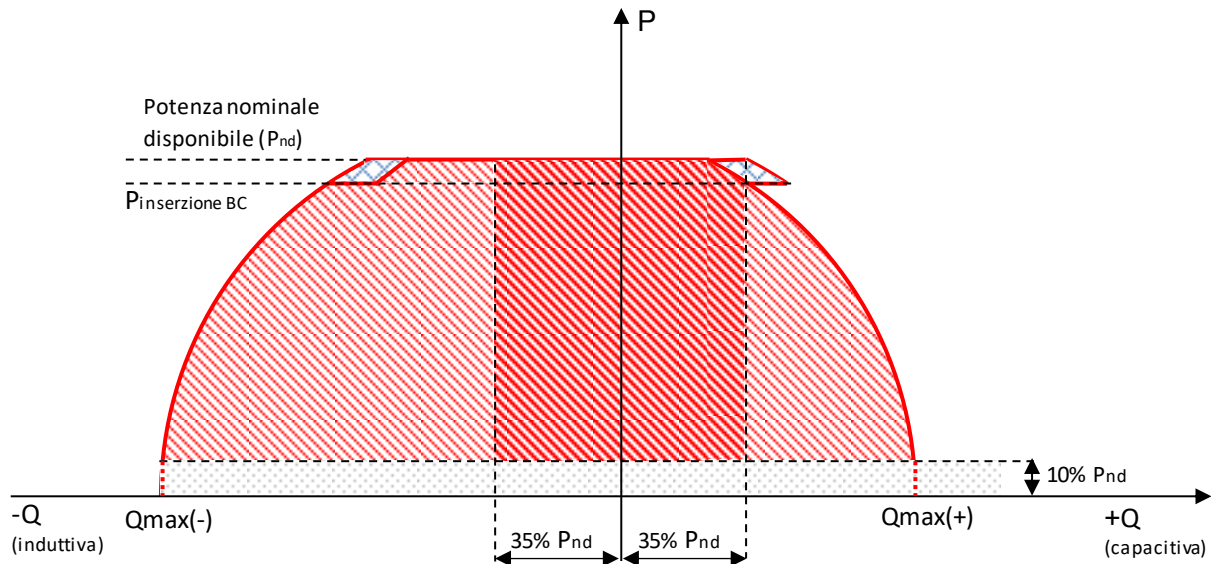


Fig. 4 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale V_n

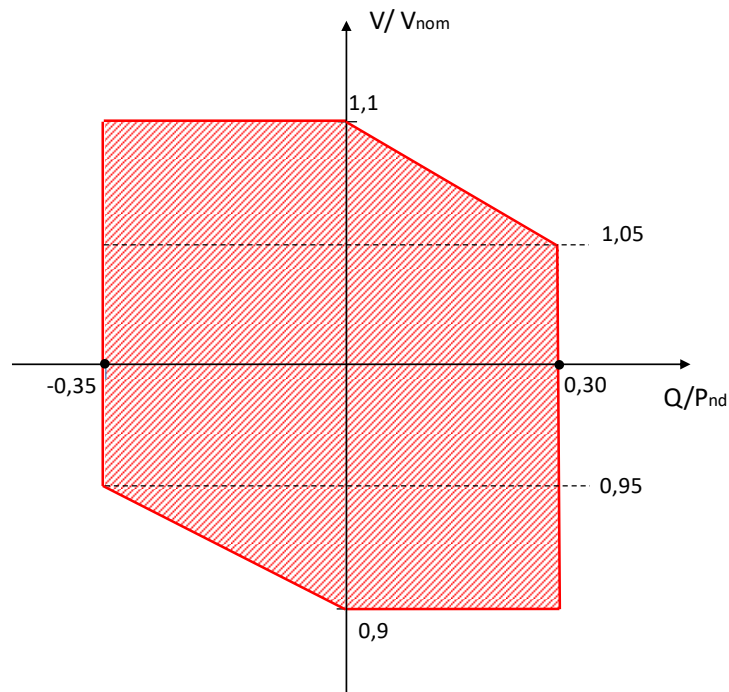


Fig. 5 – Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale disponibile (P_{nd})

8.3.1.2. Impianti con connessioni di Tipo 2

Si richiede che l'impianto nel suo complesso fornisca una regolazione di tipo continuo nelle aree con campitura rossa descritte di seguito e rappresentate in Fig. 6. La capability è definita lato 36kV.

Le prestazioni dinamiche richieste per tale area sono riportate nei successivi paragrafi 8.3.1.2 e 8.3.2.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10% della P_{nd} si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% P_{nd} per ogni valore di potenza attiva. Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto) descritta in Fig. 6.
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto). Deve essere garantito un valore minimo di 35% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} . Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto) descritta in Fig. 6.

All'interno delle aree a campitura rossa e grigia indicate in Fig. 6 sono escluse regolazioni a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione ad eccezione del caso descritto di seguito.

- Al di sopra di una soglia di potenza attiva concordata fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio ($P_{distaccoRS}$)¹⁶ può essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt di compensazione della rete interna di impianto (se presenti) recuperando aree di regolazione di reattivo.

In questa configurazione come descritto al paragrafo 6.1.2 non è ritenuto necessario l'utilizzo di capacità per compensare le piccole aree eventualmente mancanti nel settore capacitivo della capability per elevati valori di potenza attiva immessa.

La curva di capability V/Q alla massima potenza P_{nd} richiesta (senza elementi di compensazione capacitivi opzionali) è rappresentata in Fig. 7 con bordo rosso.

Per tensioni esterne al range $\pm 10\%$ V_n , si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

¹⁶In questo caso è ammessa un'isteresi intorno a tale valore (di ampiezza condivisa fra Terna e l'Utente) per evitare attacchi e distacchi continui in prossimità del valore di soglia.

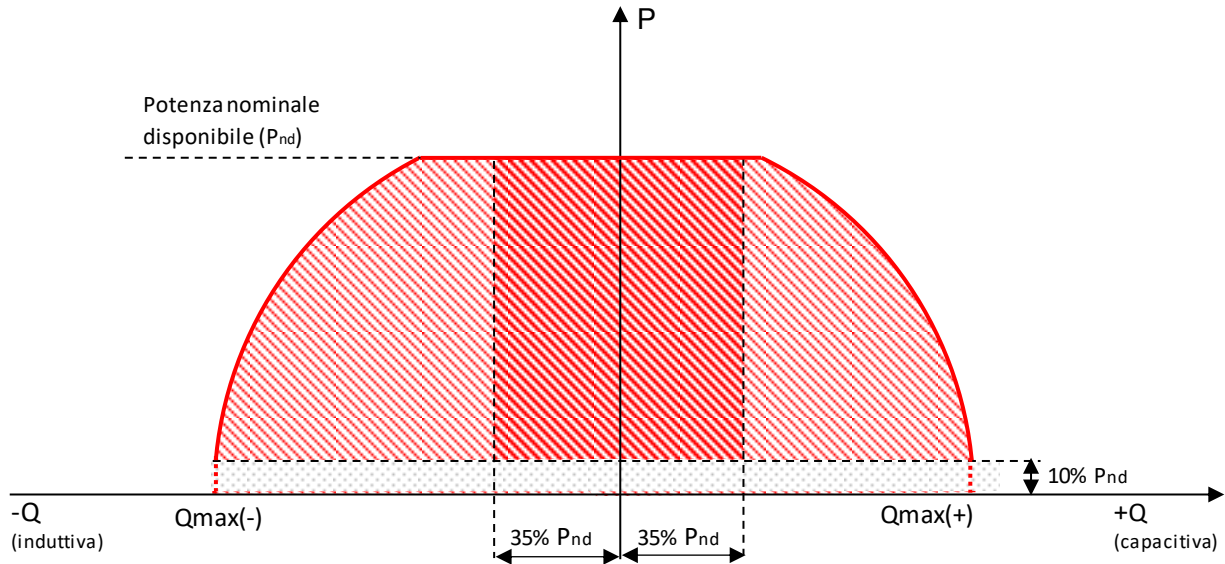


Fig. 6 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale V_n

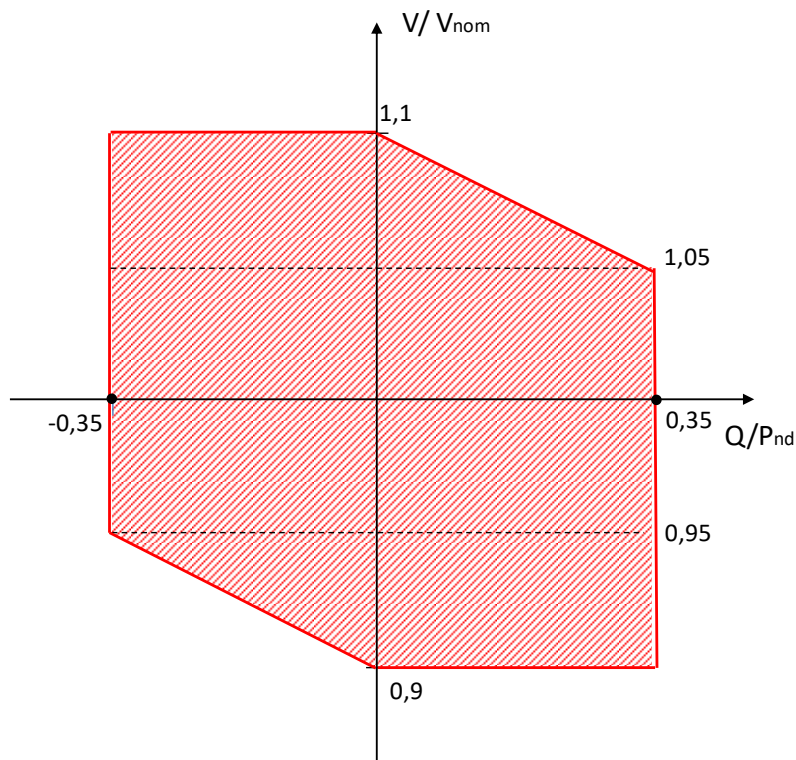


Fig. 7 – Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla potenza nominale disponibile P_{nd}

8.3.2. Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva

L'impianto fotovoltaico deve essere predisposto per regolare, attraverso gli anelli di controllo rappresentati in Appendice A, la tensione o la potenza reattiva scambiata con la rete, sulla base di set point esterni indicati da Terna. I set point, per ciascuna modalità di controllo, devono poter essere impostati sia localmente sia tramite ricezione di un valore definito da Terna attraverso adeguati canali di telecomunicazione. L'impianto fornirà in tempo reale attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattiva disponibili, sia in sovraeccitazione che in sottoeccitazione. Anche le misure di tensione e potenza reattiva, per ciascuna modalità di controllo, devono poter essere sia rilevate localmente, tramite misura in sito delle grandezze, sia ricevute da Terna.

In tutte le modalità di regolazione i riferimenti dovranno essere inseguiti tramite la regolazione degli inverter fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 1% della massima potenza reattiva erogabile in assenza di variazione del segnale di riferimento. L'overshoot massimo ammesso è pari al 5% della massima potenza reattiva erogabile dell'impianto per 2 secondi dopo la variazione del setpoint.

La precisione della misura di tensione utilizzata per la definizione del set-point di potenza reattiva deve essere migliore di 0,2% V_n ed il tempo di campionamento della misura e del calcolo del set-point di potenza reattiva devono essere tarabili indipendentemente nel range 500 ms – 1 min (con valore di default pari 1s salvo diversa comunicazione dal Gestore).

Il sistema di controllo del parco non deve costituire limitazione all'utilizzo dell'intera capability disponibile.

In Appendice A è riportato lo schema a blocchi funzionale che descrive le modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva che devono essere implementate. I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning.

Di seguito le performance richieste per ogni modalità di funzionamento.

8.3.2.1. Regolazione della tensione ad anello aperto – Modalità Q(DV)

La regolazione in oggetto prevede che l'impianto, elaborando un errore di tensione sulla base di un set point esterno e di un segnale di tensione, calcoli un riferimento di potenza reattiva da scambiare con la rete. Il segnale di tensione deve essere:

- per le connessioni di Tipo 1 prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale;
- per le connessioni di Tipo 2 prelevato nella sezione 380/220/150 kV della SE Terna ed inviato tramite il canale di telecomunicazione in Fibra Ottica alla Centrale Fotovoltaica (in caso di anomalie nel canale di comunicazione, dovrà essere utilizzato il valore prelevato dai TV sulla sezione 36 kV dell'Utente).

Il sistema di regolazione dovrà utilizzare un valore di V_{rif} lato AT-AAT comunicato da Terna. Tale valore di V_{rif} , potrà essere comunicato in tempo reale da Terna mediante comunicazione telefonica o con mezzi informatici (da attuare entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna) e/o con telesegnali.

A tal fine il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore

Terna specificherà nel dettaglio il flusso dati per lo scambio del set-point nel Regolamento di Esercizio di ogni Centrale. Il range minimo di variabilità di V_{rif} deve essere all'interno dell'intervallo:

$$95\% V_n \leq V_{rif} \leq 105\% V_n$$

dove V_n è la tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione più elevata della stazione Terna di connessione per le connessioni di Tipo 2.

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dell'impianto dovrà avvenire secondo una curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ rappresentata in **Fig. 8**. L'erogazione della potenza reattiva avverrà in maniera proporzionale allo scarto $\Delta V\%$ presente fra il set-point impostato e il valore di tensione AT misurato, calcolato rispetto alla V_n .

Il passo di variabilità di V_{rif} richiesto è minore o uguale a $0,1\% V_n$

Il Gestore fisserà in funzione del sito di connessione i valori di tensione V_{max} e V_{min} che saranno riportati nel Regolamento di Esercizio. Al fine di garantire una precisione sufficiente alla regolazione di tensione, si richiede che l'errore massimo accettato sulla misura di tensione prelevata sia di $0,5\% V_n$. L'acquisizione del valore di tensione dal campo deve avvenire con campionamento minimo di 1 s. Terna si riserva di specificare tempi di aggiornamento dei valori superiori per necessità di stabilità del controllo.

Tenendo conto della variabilità del limite di capability in sovra-eccitazione con la potenza attiva deve essere previsto la possibilità di gestire pendenze diverse fra la parte in sovra-eccitazione e sotto-eccitazione.

In questa modalità, il valore massimo richiesto per la regolazione dipende dalla potenza attiva erogata; per le potenze al di sotto di $10\% P_{nd}$ (area grigia ombreggiata di **Fig. 4** e **Fig. 6**) valgono le medesime precisazioni indicate nei paragrafi precedenti.

Il sistema di regolazione deve rendere possibile l'implementazione, su richiesta, di una banda morta intorno alla tensione di riferimento.

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio è richiesta la possibilità di poter attivare una fascia di insensibilità del regolatore intorno alla caratteristica lineare descritta.

All'esterno della fascia di regolazione (ΔV_{min} ; ΔV_{max}) la Centrale dovrà comunque fornire la massima potenza reattiva in erogazione/assorbimento possibile secondo quanto descritto al paragrafo precedente. A seguito di una variazione di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il quantitativo corrispondente Q secondo le performance e le caratteristiche di controllo della potenza reattiva riportate al paragrafo 8.3.2.2.

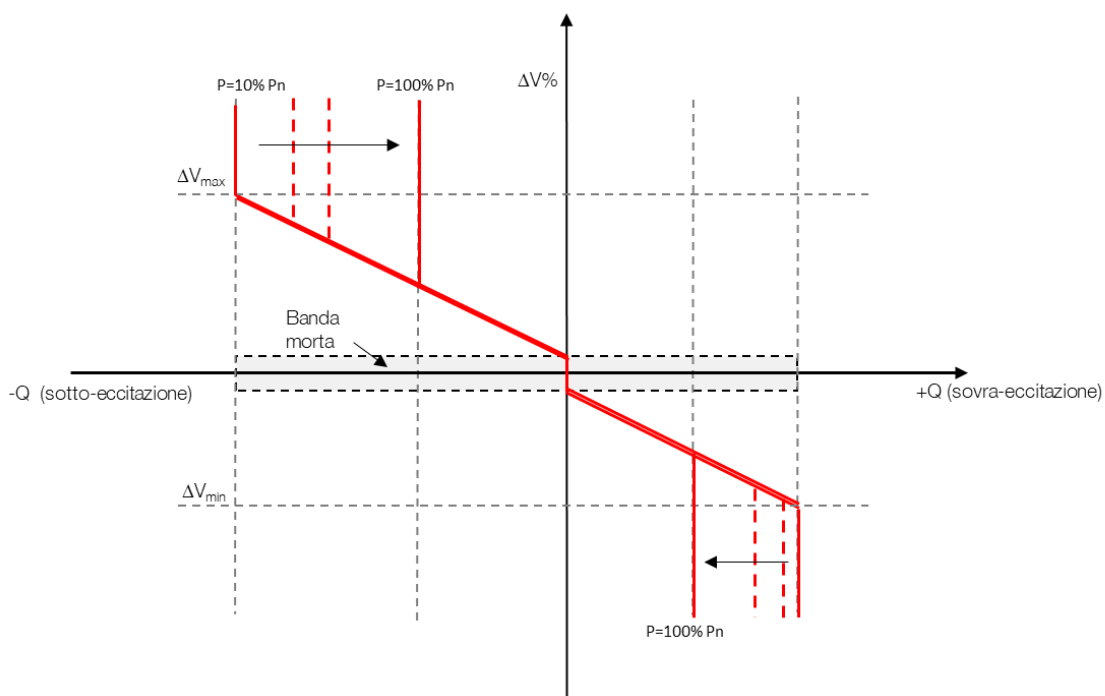


Fig. 8 – Curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$

8.3.2.2. Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ)

La modalità di regolazione RegQ consiste nell'inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, definito in valore assoluto (MVar) o in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell'impianto (livello di Q %), intervenendo sul riferimento di tensione lato AT dell'anello di regolazione interno in tensione.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 3-200 secondi (valore di default 5s), con un tempo di ritardo massimo pari a 200 ms;

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.3.2.3. Regolazione di potenza reattiva (FixedQ)

La modalità di regolazione FixedQ consiste nell'inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, definito in valore assoluto (MVar) o in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell'impianto (livello di Q %), senza intervento sul set point di tensione, con possibilità pertanto di avere una dinamica di controllo più rapida.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0.5-20s (valore di default 0.5s).

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.3.2.4. Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast)

Nella modalità di regolazione RegV fast, a seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0.5-20s (valore di default 0.5s).

Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto con un errore di controllo a regime non superiore a 0.2% di V_n . L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.3.2.5. Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow)

Nella modalità di regolazione RegV slow, a seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto risponda in un tempo di risposta tarabile nel range 25-500s (valore di default 50s).

Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto con un errore di controllo a regime non superiore a 0.2% di V_n .

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile P_e tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto.

La curva di regolazione della potenza attiva richiesta è descritta in **Fig.9**.

Si distinguono tre zone:

- Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)
- Regolazione in sotto-frequenza (LFSM-U)

- Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Le logiche per riservare i margini di regolazione richiamati all'interno dei paragrafi successivi (M_U , B_{FSM_U} , B_{FSM_O}) devono poter essere gestite tramite parametri dedicati configurabili.

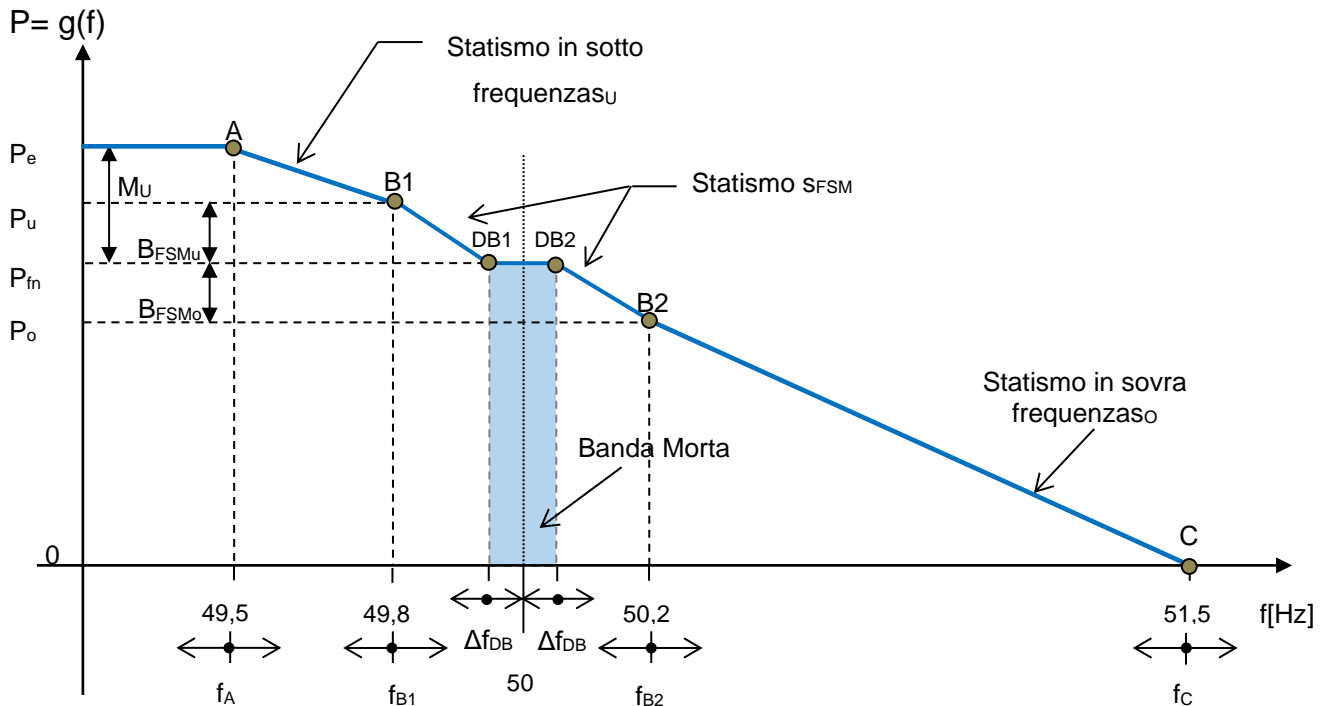


Fig.9 – Curva P(f) per una Centrale Fotovoltaica

8.4.1. Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza

La frequenza utilizzata per le azioni di regolazione deve avere le seguenti caratteristiche minime:

- La risoluzione della misura deve essere inferiore o uguale a 1mHz;
- Il tempo di aggiornamento della misura deve essere inferiore a 100ms;
- Il tempo di campionamento della misura ai fini della regolazione deve anch'esso essere inferiore a 100ms;
- La precisione statica della misura deve essere migliore di 10mHz ed in accordo con lo standard industriale vigente se migliore;
- a fronte di una variazione a gradino della frequenza di rete, la misura deve raggiungere il nuovo valore di frequenza (con la precisione statica di cui al punto precedente) in un tempo inferiore a 200ms;
- L'insensibilità massima del regolatore, esclusa la parte di misura, non deve essere superiore a ± 10 mHz

8.4.2. Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale. Tale modalità denominata *Frequency Sensitive Mode* (FSM) dovrà essere attivabile su richiesta del Gestore in caso di

necessità del sistema. Tale modalità di regolazione dovrà essere implementata in un intervallo tarabile $[f_{B1} \div f_{B2}]$.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

Su richiesta dovranno essere impostabili i parametri di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo} , rispettivamente in sotto e sovra-frequenza, nei range riportati al paragrafo 8.4.5, evitando il distacco degli inverter nel rispetto dei limiti tecnici di funzionamento dichiarati.

Dovrà essere inoltre impostabile una riserva minima di potenza, tipicamente pari all'1,5% ed al 10% del valore della potenza nominale disponibile (P_{nd}).

Nel caso in cui, al punto di funzionamento P_{fn} , non siano disponibili i margini B_{FSMu} o B_{FSMo} per elevata o bassa produzione è accettata una riduzione delle prestazioni nell'erogazione di tale regolazione.

E' richiesta un'insensibilità massima di 10mHz.

Si richiede di effettuare la regolazione secondo una retta a statismo s_{FSM} con una banda morta Δf_{DB} tarabile nell'intervallo $[0;500 \text{ mHz}]$ secondo le indicazioni fornite dal Gestore.

Il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

L'attivazione della risposta deve avvenire senza ritardi intenzionali.

8.4.3. Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)

Gli impianti fotovoltaici devono fornire supporto nei transitori di sotto-frequenza fornendo tutto il Margine in incremento qualora disponibile $M_U = P_e - P_{fn}$ al superamento di una determinata soglia di sotto-frequenza f_{B1} .

Tale modalità denominata *Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency* (LFSM-U) sarà fornita dalla Centrale Fotovoltaica ogni volta che la potenza immessa in rete sia inferiore a quella massima erogabile come rappresentato in **Fig.9**.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

In caso di attivazione di tale regolazione, l'impianto dovrà fornire una risposta secondo uno statismo in sotto-frequenza s_U dipendente dalle soglie di frequenza f_{B1} e f_A indicate da Terna.

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di completa erogazione (t_2) di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

8.4.4. Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Gli impianti fotovoltaici devono fornire supporto nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza. Tale modalità denominata *Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency* (LFSM-O) è attiva per frequenze comprese tra f_{B2} e f_C secondo uno statismo s_O tale annullare la potenza immessa per la frequenza di 51,5 Hz.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

In caso non sia abilitata la modalità FSM, e la potenza immessa sia pari a quella erogabile P_e , con attivazione a $f_{B2}=50,2 \text{ Hz}$ il valore di statismo risultante, calcolato in funzione di P_e , sarà $s_O=2,6\%$

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

8.4.5. Campi di regolazione

Si riportano in tabella seguente i punti della curva di regolazione $P(f)$ di **Fig.9** con il loro range di tarabilità ed i loro valori di default.

Punto della caratteristica	Valori frequenza [Hz]			
	Range di taratura	Passo di regolazione	Valore di default	
A	f_A	47,5 ÷ 50,0	0,1	49,5
B1	f_{B1}	49,5 ÷ 50,0	0,1	49,8
B2	f_{B2}	50,0 ÷ 50,5	0,1	50,2
DB1 - DB2	$\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB2}$	0 ÷ ±0,5	0,05	0
C	f_C	50,2 ÷ 51,5	0,1	51,5

$M_U = P_e - P_{fn}$, B_{FSM_U} e B_{FSM_0} possono essere compresi, in caso di limitazioni intenzionali di P_{fn} , nei range riportati in tabella seguente

Parametro	Range di taratura	Passo di regolazione	Valore di default
M_U	0÷80% P_n	0,1% P_n	0
B_{FSM_U}, B_{FSM_0}	0÷20% P_n	0,1% P_n	0

Per quanto riguarda i valori di potenza associati ai vari punti della curva $P(f)$ si distinguono i seguenti 3 casi:

Punto della caratteristica	Valori di potenza associati [MW]		
	Presenza di margine a salire M_U e FSM attivo	Presenza di margine a salire M_U e FSM non attivo	Assenza di margine a salire M_U (FSM non attivo)
A	P_e	P_e	P_e
B1	$P_e - M_U + B_{FSM_U}$	$P_e - M_U$	P_e
B2	$P_e - M_U - B_{FSM_0}$	$P_e - M_U$	P_e
C	0	0	0

8.4.6. Regolazione integrale locale di frequenza

La funzione Integrale Locale di Frequenza (ILF) concorre al ripristino della frequenza a valori prossimi alla nominale, adeguando la potenza prodotta dalla Centrale fino, se necessario, al valore di Potenza erogabile

Pe o di minimo tecnico. L'intervento del ILF svolge una funzione equivalente a quella della regolazione secondaria centralizzata, che deve essere automaticamente inibita durante la sua attivazione.

La funzione ILF è realizzata mediante un opportuno sistema di regolazione automatico che agisce sul riferimento di potenza della Centrale, implementando una regolazione integrale dell'errore di frequenza, in accordo al seguente schema di funzionamento sulla base della misura locale della frequenza di rete:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di una soglia di default pari a $\pm 0,3$ Hz;
- inibizione per un errore di frequenza minore di una soglia di default pari a $\pm 0,1$ Hz, con successiva riattivazione laddove l'errore di frequenza oltrepassi nuovamente il limite di inibizione;
- disattivazione con modalità manuale e/o automatica, secondo quanto precisato nel seguito.

L'attivazione della funzione ILF deve eseguire un by-pass della regolazione secondaria di frequenza-potenza rendendo, di fatto, la potenza generata dalla Centrale dipendente esclusivamente dalla regolazione primaria di frequenza (funzionalità FSM e LFSM) e dall'azione ILF, i cui contributi si sommano alla potenza di programma. La funzione ILF si somma alla Regolazione Primaria di Frequenza (funzionalità FSM e LFSM), la quale contemporaneamente deve continuare a svolgere la propria funzione.

A valle dell'attivazione, la funzione ILF può utilizzare la medesima banda di potenza attiva riservata per la regolazione primaria di frequenza.

A valle dell'attivazione, se la frequenza è inferiore o uguale alla soglia di inibizione (default pari a 49,9 Hz), l'ILF deve agire sul riferimento di potenza della Centrale incrementandone il valore fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza erogabile P_e ; viceversa, se la frequenza è superiore o uguale alla soglia di inibizione (default pari a 50,1 Hz), l'ILF dovrà diminuire il riferimento di potenza della centrale fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza di minimo tecnico. Con errore di frequenza inferiore alla soglia di inibizione (default $\pm 0,1$ Hz) si richiede che il riferimento di potenza della Centrale rimanga invariato, entro i limiti consentiti dalla Potenza erogabile P_e , facendo in modo di non resettare il contributo integrale associato ad ILF. In aggiunta si precisa che la funzionalità deve essere dotata di opportuno schema anti wind-up e deve rimanere attiva fino al verificarsi della condizione di disattivazione, indipendentemente dal valore assunto della frequenza di rete.

La disattivazione della funzione ILF deve avvenire secondo una o entrambe le seguenti modalità:

- tramite azione manuale da parte dell'operatore di Centrale, su indicazione del Centro di Controllo del Gestore;
- tramite logica automatica, dopo 5 minuti continuativi in cui l'errore di frequenza è rimasto in valore assoluto inferiore o uguale a 30 mHz.

A valle della disattivazione di ILF, il riferimento di potenza ottenuto a seguito dell'azione ILF deve rimanere invariato, entro i limiti consentiti dalla potenza erogabile P_e , fino a successiva indicazione da parte del Centro di Controllo del Gestore: il reset del contributo integrale associato ad ILF può avvenire a valle della richiesta, da parte del Gestore, di variazione o ripristino della potenza di programma¹⁷. Il rilascio del contributo ILF deve avvenire in modo bumpless¹⁸, al fine di garantire una disinserzione senza transitori di potenza indesiderati.

La variazione del riferimento di potenza causata dall'azione della funzione ILF può essere a rampa costante o variabile, rispettivamente indipendente o dipendente dal valore dell'errore di frequenza¹⁹. Il gradiente che l'azione ILF induce sulla potenza generata dalla Centrale deve essere tarabile e compatibile

¹⁷ Tali indicazioni possono pervenire per il tramite dei canali con cui vengono trasmessi i comandi e/o opportuni telesegnali.

¹⁸ In ogni caso tale rilascio deve avvenire con una variazione del riferimento di potenza avente gradiente non superiore al 20%/min della potenza nominale P_n .

¹⁹ In tal caso con gradiente maggiore in caso di errore di frequenza più elevato.

con le caratteristiche elettriche o meccaniche dell'impianto. I valori del gradiente dell'azione ILF sulla potenza generata dalla Centrale, indipendentemente dall'implementazione a rampa costante o variabile, saranno tipicamente compresi tra 20%/min e 30%/min di Pnd, con un errore di frequenza di 0,15 Hz, e valore di default pari a 30%/min.

I gradienti della funzione ILF sono tarati per garantire stabilità a livello di sistema elettrico, motivo per cui non corrispondono alle massime prestazioni degli impianti, in termini di velocità di variazione, ma a valori che garantiscano il disaccoppiamento dinamico tra regolazione primaria (prioritaria) e ILF. Il Gestore si riserva la facoltà di concordare con il Produttore valori diversi di gradiente ILF, eventualmente anche al di fuori dei range sopraindicati, in funzione delle prestazioni della Centrale.

Durante transitori rapidi di tensione o buchi di tensione, qualora il funzionamento di regolazione primaria di frequenza, Inerzia e/o ILF non sia tecnicamente possibile, queste possono essere temporaneamente bloccate²⁰. Al termine del transitorio rapido di tensione si richiede che tali regolazioni riprendano il loro normale funzionamento, evitando che all'atto della riabilitazione si verifichino brusche variazioni indesiderate del riferimento di potenza sul quale agiscono le regolazioni.

8.5. Supporto alla tensione durante i guasti in rete

Sostenere la tensione durante un cortocircuito significa contrastare la variazione di tensione a fronte di cortocircuiti nelle reti AAT ed AT le cui ripercussioni nelle aree al contorno del punto di guasto sono tanto maggiori quanto minore è la potenza di cortocircuito in gioco. Ciò significa che la Centrale Fotovoltaica non solo dovrà rimanere connessa alla rete all'interno della caratteristica FRT, ma dovrà anche durante il guasto, sostenere la tensione erogando corrente reattiva.

Il servizio è richiesto in relazione ai guasti che, per posizione o per tipo, sono in grado di provocare una sensibile variazione della tensione nella rete AT.

Nell'Appendice B è indicata una possibile modalità realizzativa del servizio in oggetto.

8.6. Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato UPDM sono a cura dell'Utente. L'UPDM deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritti in [A.52]. Sarà a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del Gestore secondo i criteri prescritti in [A.69].

Per le connessioni di tipo 2 si utilizzeranno allo scopo i canali in fibra ottica previsti in accordo al paragrafo 6.1.2, ferma restando la responsabilità del Produttore in merito alla gestione e manutenzione:

- dell'apparato di telecomunicazione installato nell'Impianto Utente 36 kV, il quale dovrà rispondere a specifici requisiti stabiliti da Terna;

²⁰ Il blocco momentaneo di tali regolazioni può permanere per tutta la durata o anche solamente per una quota parte del transitorio rapido di tensione (es. blocco circoscritto al solo buco di tensione iniziale).

- dei vettori di comunicazione in Fibra Ottica di cui sopra.

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato da Terna. Su richiesta del Gestore la riduzione potrà essere scaglionata in 4 blocchi.

Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

9. PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE

Il Titolare dell'impianto deve organizzare i sistemi e dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto in base al seguente ordine di priorità (decrescente):

(intervento sistemi di protezione)

- 1) Protezione dell'impianto;
- 2) Protezione della rete (v. paragrafo 7);

(intervento sistemi di difesa)

- 3) Tele-distacco (v. paragrafo 8.6);
- 4) Supporto alla tensione durante i guasti in rete (v. paragrafo 8.5)
- 5) Riduzione rapida della produzione (v. paragrafo 8.6);

(regolazioni in potenza attiva e reattiva)

- 6) Regolazione LFSM (v. paragrafi 8.4.3 e 8.4.4);
- 7) Regolazione ILF (v. paragrafo 8.4.6);
- 8) Regolazione FSM (v. paragrafo 8.4.2);
- 9) Telecontrollo della produzione da parte del Gestore (v. paragrafo 8.1);
- 10) Attuazione dei piani di produzione;
- 11) Regolazione della potenza reattiva²¹.

10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

²¹ La regolazione di potenza reattiva occupa la priorità più bassa quindi nel caso in cui un impianto si trovasse in condizioni di bassa produzione e $Q = Q_{max}$ in accordo alla Fig. 4 o Fig. 6 e fosse istantaneamente richiesta un'attivazione di $P = P_n$, sarà dato accesso prioritario alla P ed erogata la Q residua ammessa dalla capability dell'impianto.

10.1. Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni²² che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo. Il perimetro dei dati e la modalità con cui queste informazioni devono essere acquisite dal sistema del Gestore sono riportati in [A.6], mentre i criteri di connessione allo stesso sono riportati in [A.13], ai quali si rimanda. In particolare, per il solo perimetro di acquisizione dei dati, si fa riferimento a quanto specificatamente previsto in [A.6].

Per le connessioni di tipo 2 si utilizzeranno allo scopo i canali in fibra ottica previsti in accordo al paragrafo 6.1.2, ferma restando la responsabilità del Produttore in merito alla gestione e manutenzione:

- dell'apparato di telecomunicazione installato nell'Impianto Utente 36 kV, il quale dovrà rispondere a specifici requisiti stabiliti da Terna;
- dei vettori di comunicazione in Fibra Ottica di cui sopra.

In aggiunta anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al Punto di Connessione (Connessioni di Tipo 1) o sulla linea di collegamento con la rete (Connessioni di Tipo 2) dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

10.2. Sistemi di registrazione oscillografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillografica deve avvenire in conformità e secondo le specifiche indicate in [A.7] per impianti di taglia complessiva superiore a 50 MW. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete (Connessioni di Tipo 1) o sulla linea di collegamento con la rete (Connessioni di Tipo 2) e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

Il Gestore si riserva di richiedere sistemi dedicati di monitoraggio anche ad impianti di taglia inferiore, qualora rivestano particolare importanza ovvero in base al loro Punto di Connessione.

Per tutti gli impianti è comunque richiesto l'impiego di apparati di protezione dotati di sistemi di oscillografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE. Tale prescrizione è obbligatoria: per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale per le Connessioni di Tipo 1; per le protezioni installate nella sezione 36 kV dell'Impianto Utente per le Connessioni di Tipo 2.

Le registrazioni degli oscillografi dedicati e/o delle protezioni dovranno essere inviate a Terna in maniera automatica coerentemente con quanto indicato nell'Allegato A.7 utilizzando, per le Connessioni di Tipo 2, i vettori in F.O. disponibili in accordo al paragrafo 6.1.2.

Preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto dovranno essere svolte prove di invio di file di oscillografia con modalità definite dal Gestore.

²²Le teleinformazioni per il sistema di controllo sono distinte dalle misure ai fini di contabilizzazione commerciale (metering).

11. DATI E MODELLI

Il proprietario della Centrale Fotovoltaica comunicherà al Gestore con almeno 3 mesi di anticipo rispetto alla messa in servizio:

- a) i dati di targa e i data-sheet di tutti gli inverter, dei trasformatori AT/MT e MT/BT, dei cavi AT e MT, dei sistemi di compensazione reattiva
- b) i modelli (comprensivi di versione firmware) e seriali delle protezioni installate, nonché i relativi file di setting
- c) i modelli dinamici di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in regime stazionario e dinamico (durante transitori elettromeccanici ed elettromagnetici).

Relativamente al punto c) dovranno essere forniti al Gestore:

Connessioni di Tipo 1:

- un modello *dettagliato* contenente i singoli inverter e la rete interna con tutti i suoi componenti;
- un modello *aggregato equivalente* composto da:
 - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P_n del campo fotovoltaico;
 - un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT della Centrale;
 - un trasformatore elevatore MT/AT (equivalente se presenti più trasformatori).

Connessioni di Tipo 2:

- un modello *dettagliato* contenente i singoli inverter e la rete interna con tutti i suoi componenti;
- un modello *aggregato equivalente* composto da:
 - un solo inverter connesso a 36 kV, di taglia pari alla P_n della Centrale;
 - un ramo 36 kV equivalente a tutta la rete interna della Centrale;

Il modello *aggregato equivalente* deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello *dettagliato* a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di $P(f)$ e di $Q(\Delta V)$ degli inverter e del Plant Controller;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione.
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente

I modelli devono prendere come riferimento gli standard descritti nella brochure tecnica elaborata dal Joint Working Group CIGRE' C4/C6.35/CIREN denominata "*Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies*, May 2018" [727]. I modelli dovranno essere forniti preferibilmente sia in formato compatibile con software commerciale di larga diffusione²³ che in free format ovvero: fogli excel, diagrammi a blocchi con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

Con riferimento alla procedura di entrata in esercizio come da Cap. 1A del Codice di Rete, i dati tecnici e i modelli, nonché le simulazioni effettuate utilizzando i modelli stessi, devono essere forniti al Gestore per ottenere la comunicazione di esercizio provvisorio (ION). A valle dell'esecuzione delle prove in campo necessarie per ottenere la comunicazione definitiva di esercizio (FON) i modelli dovranno essere

²³Si richiedono modelli dettagliati e non sono consentite modellazioni di tipo "black box"

aggiornati in linea con gli esiti delle prove e trasmessi nuovamente al Gestore. Il dettaglio delle simulazioni richieste sarà fornito dal Gestore.

12. PROVE

Le modalità di esecuzione delle prove sono descritte nell'Allegato A.18 al Codice di Rete.

APPENDICE A – SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA

In Fig. 10 è riportato lo schema a blocchi di principio per le diverse modalità di regolazione della tensione e della potenza reattiva richieste all'impianto fotovoltaico. I set-point di potenza reattiva e di tensione devono poter essere impostati sia localmente sia trasmessi da remoto dal Gestore.

I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning.

Si riporta di seguito una descrizione funzionale dei principali blocchi mostrati all'interno dello schema di controllo di Fig. 10.

- WADC/POD

Segnali aggiuntivi sommati al riferimento di corrente. Il WADC (se presente) è un segnale 4-20 mA elaborato da un sistema esterno e iniettato nel sistema di controllo. Il POD (Power Oscillation Damping) è una caratteristica interna del sistema di controllo che può essere attivata/disattivata da un segnale locale/remoto.

- VOLTAGE CONTROL LOOP

Anello interno di controllo della tensione che riceve il riferimento da:

- REGV SLOW

Un setpoint di tensione remoto/locale elaborato da una funzione di trasferimento che genera un riferimento lento per l'anello di controllo della tensione. I parametri della funzione di trasferimento che introduce il ritardo desiderato devono essere configurabili. Quando questo blocco è attivato, il ballast filter è attivo.

- REGV FAST

Setpoint di tensione Remoto/Locale che alimenta direttamente l'anello di controllo della tensione agendo come riferimento veloce.

- OUTPUT OF REGQ

La costante di tempo di questo anello interno deve essere configurabile.

- REGQ

Anello di controllo della potenza reattiva controllato da set point locali/remoti, che fornisce un riferimento per l'anello di tensione interno. La costante di tempo di questo anello deve essere parametrizzabile.

- FIXED Q

Anello di regolazione della potenza reattiva controllato da un set point locale/remoto che agisce direttamente sull'elemento regolando, bypassando l'anello di tensione interno.

- BALLAST FILTER

Funzionalità attiva nella modalità REGV SLOW (azione di interblocco) che rallenta l'azione del regolatore PI durante le piccole variazioni della tensione di rete. In caso di grandi eventi in tensione, il ballast filter deve essere inibito e il regolatore torna ad agire velocemente con la propria costante di tempo.

- WATCHDOG LOGIC

Logica che serve a gestire particolari scenari come:

- Anomalia nelle telecomunicazioni;
Valori dei set point fuori dal range di validità;
- Logiche di trigger predefinite (es. derivata della tensione, soglie)

In base a queste logiche, per evitare comportamenti indesiderati e garantire una commutazione bumpless, il dispositivo può collocarsi in diverse modalità di funzionamento (Slow o Fast). Al passaggio in una di queste modalità, in seguito all'attivazione di suddette logiche, il dispositivo acquisisce come riferimento (V_{ref}) il valore di tensione di sbarra letto all'istante del passaggio.

- **DROOP (COMPOUND)**

Valore impostabile da HMI locale o tramite telesegnale remoto.

- **SWITCH**

La posizione degli switch deve essere selezionabile da interfaccia locale o da un segnale remoto. I dettagli e il numero dei segnali/misure saranno descritti nella dedicata lista segnali.

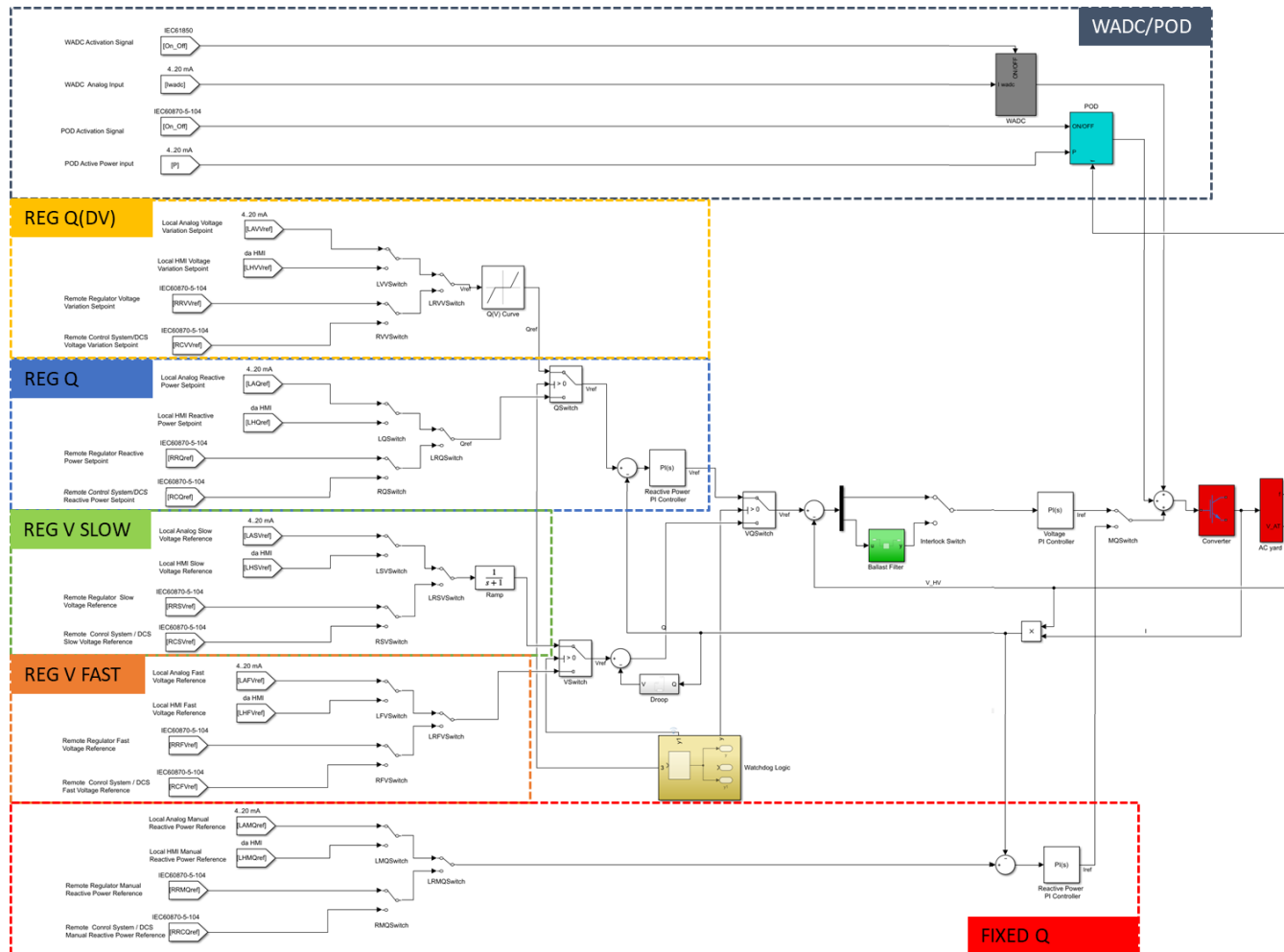


Fig. 10 – Modello a blocchi funzionale dell'anello di regolazione e stabilizzazione della tensione

APPENDICE B – SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE

La funzione di supporto alla tensione di rete può essere abilitata su richiesta del Gestore e deve essere attivata se:

- le tensioni controllate rimangono all'interno dell'area di non distacco dalla rete della funzione FRT dell'impianto fotovoltaico.
- la variazione in diminuzione o in aumento della tensione di sequenza diretta è esterna ad una banda morta regolabile;

La funzione consiste nell'erogazione sulle tre fasi di corrente di sequenza diretta sfasata in ritardo (angolo α) rispetto alla tensione di sequenza diretta in caso di caduta di tensione oppure in anticipo (angolo β) in caso di sovratensione²⁴.

I moduli degli angoli α e β dovranno essere impostabili nell'intervallo $[30^\circ; 90^\circ]$ con valore di default pari a 90° .

La tensione controllata è quella misurata ai morsetti degli inverter e ad essa deve essere riferita la relazione angolare della corrente.

Con riferimento ai guasti simmetrici (caratterizzati per la presenza di sole grandezze di sequenza diretta e dalla riduzione della tensione su tutte e tre le fasi), devono essere garantiti i seguenti requisiti, applicati al caso di angoli α e β pari a 90° :

1. L'erogazione o l'assorbimento della corrente reattiva devono avvenire per ogni valore della tensione di sequenza diretta fuori dalla banda morta costruita DB intorno alla tensione nominale V_n ai morsetti dell'inverter. La banda morta DB deve essere regolabile nei seguenti campi:
 - $V_{SLV} = 0,85 \div 0,60 V_n$ Valore di default: $0,85 V_n$ per condizioni di buco di tensione
 - $V_{SHV} = 1,10 \div 1,15 V_n$ Valore di default: $1,10 V_n$ per condizioni di sovratensione.
2. La corrente reattiva di sequenza diretta prodotta dalla Centrale Fotovoltaica ΔI_q (espressa in p.u. della corrente nominale della centrale) deve essere proporzionale alla variazione di tensione diretta ΔV_d (espressa in p.u. della tensione nominale) secondo un coefficiente di proporzionalità K regolabile e diverso per le condizioni di UVRT e OVRT:
 - se $V_d < V_{SLV}$ $\Delta I_q = K_{LV} (V_{SLV} - V_d)$
 - se $V_{SLV} \leq V_d \leq V_{SHV}$ $\Delta I_q = 0$
 - se $V_d > V_{SHV}$ $\Delta I_q = K_{HV} (V_{SHV} - V_d)$

Nel caso di buco di tensione, la corrente I_q fornita dalla Centrale Fotovoltaica deve essere almeno:

- $I_q = \min (I_{q-pF}, + \Delta I_q; I_n)$ nel caso in cui la Centrale Fotovoltaica fornisca alla rete una corrente reattiva pre-guasto I_{q-pF}
- $I_q = \min (\Delta I_q; I_n)$ nel caso in cui la Centrale Fotovoltaica assorba corrente reattiva dalla rete

²⁴Con riferimento alla convenzione dei generatori, l'erogazione di corrente in ritardo rappresenta il comportamento di un generatore in sovraeccitazione, mentre l'erogazione di corrente in anticipo rappresenta il comportamento di un generatore in sottoeccitazione

Il contributo fornito dovrà comunque utilizzare tutta la capacità di sovraccaricabilità transitoria disponibile degli inverter, che, in coerenza con i tempi e le tensioni della caratteristica FRT, dovrà essere precisata per la Centrale Fotovoltaica ed indicata nel RdE.

Il campo di regolazione richiesto per i due coefficienti di proporzionalità K_{LV} e K_{HV} è il seguente: $[0 \div 5]$. Valore di default: 3. Con tali valori, ad esempio, con $V_d = 0,52 V_n$, $V_{SLV} = 0,85$ e $I_{qPF} = 0$, il sistema deve essere in grado di fornire una corrente reattiva $I_q = \Delta I_q = 100\% I_n$.

3. La capacità di erogazione trova un limite nel dimensionamento in corrente degli inverter. Nel caso in cui la tensione di sequenza diretta scenda al di sotto di una soglia del $20\%V_n$ deve essere iniettata in rete la massima corrente reattiva che l'impianto può erogare. L'erogazione non sarà richiesta per valori di tensione di sequenza diretta al di sotto di una soglia definita dal Gestore nel range $0-5\%V_n$ (default $1\%V_n$).
4. Per valori della tensione di sequenza diretta inferiori all' $8\% V_n$, la relazione angolare della corrente reattiva dovrà essere riferita alla tensione memorizzata negli istanti precedenti l'insorgenza del guasto.
5. Gli inverter devono essere in grado di fornire la corrente reattiva richiesta entro un tempo di 50 ms a partire dall'ingresso della tensione nella fascia di erogazione (tempo di risposta).
6. Data la priorità assegnata alla regolazione della potenza reattiva, la potenza attiva erogata diviene funzione dell'angolo impostato e della corrente reattiva richiesta.
7. Al rientro della tensione entro i valori della banda morta DB devono essere ripristinati i valori di potenza attiva e reattiva pre-guasto con l'eventuale ritardo impostato.

In **Fig. 11** si riporta un esempio di curva di erogazione di corrente reattiva.

Relativamente ai guasti dissimmetrici (caratterizzati per la presenza di grandezze di sequenza diretta ed inversa o dalla riduzione della tensione in almeno una fase) sono previste, per semplicità, le stesse regole indicate per i guasti simmetrici: utilizzo della tensione di sequenza diretta per rilevare le variazioni di tensione provocate da un cortocircuito ed immissione di corrente reattiva di sequenza diretta su tutte e tre le fasi. In questi casi le tensioni sulle tre fasi possono essere molto diverse tra loro. L'azione conseguita risulta meno precisa ed efficace di quella ottenuta in caso di guasti simmetrici.

Si richiede la possibilità di indicare parametri di intervento (coefficienti di proporzionalità e soglie di attivazione) distinti rispetto al caso di guasti simmetrici.

Poiché la corrente reattiva addizionale richiesta agli inverter può determinare il raggiungimento del loro limite tecnico in corrente, durante il cortocircuito è consentito ridurre la componente attiva della corrente in corrispondenza della crescita della componente reattiva.

La funzione di sostegno alla tensione deve poter essere sia escludibile sia limitabile al solo supporto reattivo su guasti simmetrici.

Sono ammesse soluzioni diverse da quella sopradescritta purché di efficacia equivalente o superiore che il Gestore si riserva di valutare sulla base di una documentata descrizione dell'algoritmo impiegato.

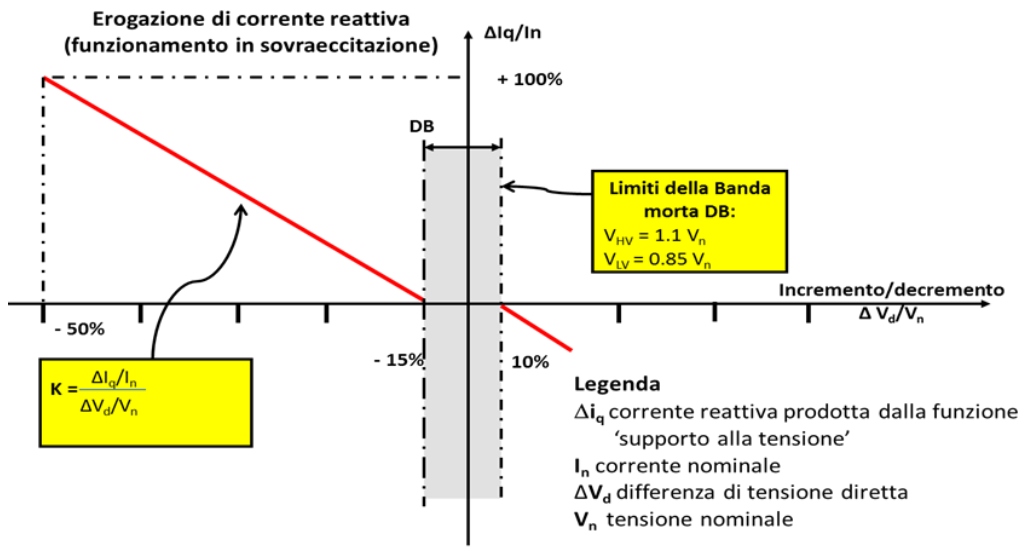


Fig. 11 – Erogazione di corrente reattiva durante i guasti