



Nuova normativa per la connessione degli impianti produttori alla rete BT

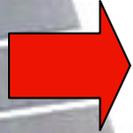
Francesco Groppi

*Responsabile GDL2 del CT82 CEI
Convenor WG2 del TC82 CENELEC*

Studio Tecnico Groppi – www.sunsim.it

Evoluzione normativa

MT



- Da più di 3 anni è operativa la norma **CEI 0-16**, regola tecnica per la connessione di tutti gli utenti alle reti AT e MT

BT

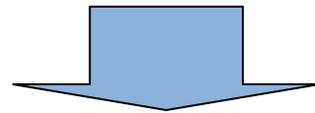


- Coesistenza di:
 - Norme CEI (**CEI 11-20** con le varianti **V1** e **V2**)
 - Regole tecniche dei gestori di rete, tra cui la **Guida per le connessioni di Enel Distribuzione**



Evoluzione normativa

- Lo sviluppo di una norma per la connessione BT ha comportato uno sforzo considerevole da parte di società elettriche e industria, con interessi a volte contrapposti
- A differenza del passato, si è tenuto conto di nuovi scenari:
 - Reti di distribuzione attive con **elevata penetrazione della GD**
 - Evoluzione verso le **Smart Grid**



Norma CEI 0-21



Inquadramento europeo e internazionale

- Si conferma una scarsa armonizzazione normativa tra i Paesi dell'UE, in quanto a livello Europeo si riscontra la presenza di solo 2 norme sull'argomento:
 - **EN 50160** – Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks
 - **EN 50438** – Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks



Studio Tecnico

■ CENELEC MEMBERS ■ CENELEC AFFILIATES ■ EU NEIGHBOURING COUNTRIES



Inquadramento europeo e internazionale

- Si osserva tuttavia il tentativo di convergere su taluni aspetti da parte delle norme nazionali
 - **VDE-AR 4105:2011-08** – Power generation systems connected to the low-voltage distribution network
 - **CEI 0-21** – Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica
- Gli stessi principi hanno ispirato, a livello Europeo, lo sviluppo di 2 specifiche tecniche destinate alle connessioni BT e MT nei Paesi sprovvisti di una propria normativa:
 - **TS 50439-1/2** – Requirements for the connection of generators above 16 A per phase



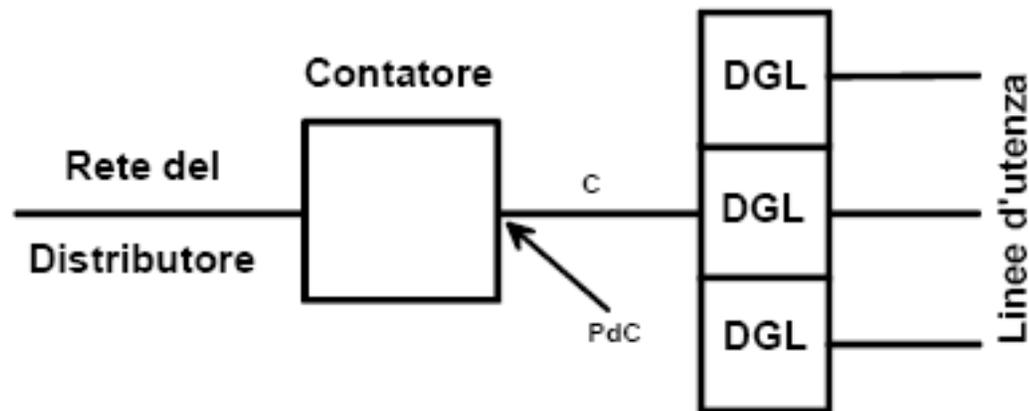
Inizio validità della CEI 0-21

- La norma è stata pubblicata nel dicembre 2011, tuttavia è stato **rimandato di 6 mesi** l'inizio della validità dei seguenti paragrafi (*):
 - Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi
 - EMC, connessioni tra reti, sistemi di misura
- Inoltre, una **successiva variante** indicherà l'entrata in vigore dei paragrafi riguardanti i seguenti aspetti (**):
 - Immissione di potenza reattiva
 - Low Voltage Fault Ride Through (LVFRT)
 - Partecipazione al controllo di tensione
 - Limitazione della potenza attiva generata
 - Sistema di protezione di interfaccia



Principali differenze – DG, DGL, DDI

- Possono essere direttamente connessi alla rete BT generatori rotanti **anche sincroni**
- E' possibile prevedere, anziché 1 DG, **fino a 3 DGL**



- Per potenze > 20 kW deve essere previsto un **dispositivo di ricalzo al DDI** (eventualmente il DG/DGL) (*)



Principali differenze – Squilibri tra le fasi (*)

- Gli **impianti di produzione monofase** hanno una potenza complessiva ≤ 6 kW ma è facoltà del distributore elevare tale potenza fino a 10 kW
- Il Limite allo Squilibrio Permanente (LSP) sui sistemi trifasi è pari alla potenza monofase massima ammessa (compresa tra 6 kW e 10 kW)
- Deve essere previsto un **dispositivo automatico** che, in caso di guasto, riporti lo squilibrio di potenza a un valore \leq LSP, oppure deve scollegare l'impianto se il guasto persiste per più di:
 - 30 min per potenze tra LSP e 10 kW
 - 1 min per potenze oltre 10 kW



Principali differenze – Avviamento (*)

- Il collegamento degli inverter alla rete può avvenire solo se, per un periodo di **almeno 300 s**, si verifica che:
 - $85\% U_n \leq \text{Tensione} \leq 110\% U_n$
 - $49,95 \text{ Hz} \leq \text{Frequenza} \leq 50,05 \text{ Hz}$ (regolabile)
- Inoltre, l'erogazione deve avvenire in modo graduale con un gradiente positivo massimo del **20% della potenza massima al minuto**
- Per i generatori rotanti il tempo di attesa e verifica dei parametri elettrici è di **180 s**
- I generatori rotanti sincroni $> 20 \text{ kW}$ devono **limitare la corrente di avviamento a 2 volte la nominale**



Principali differenze – Immissione di cc

- Per gli impianti dotati di inverter è necessario limitare la corrente continua ad un **valore $\leq 0,5\%$ della corrente nominale** mediante una delle due seguenti:
 - Trasformatore a 50 Hz
 - Protezione che agisce sul DDG (*)
- Nel caso di **protezione che agisce sul DDG**, i tempi di intervento sono (*):
 - ≤ 200 ms se la corrente continua è superiore a 1 A
 - ≤ 1 s se la corrente continua è compresa tra lo 0,5% del valore nominale e 1 A



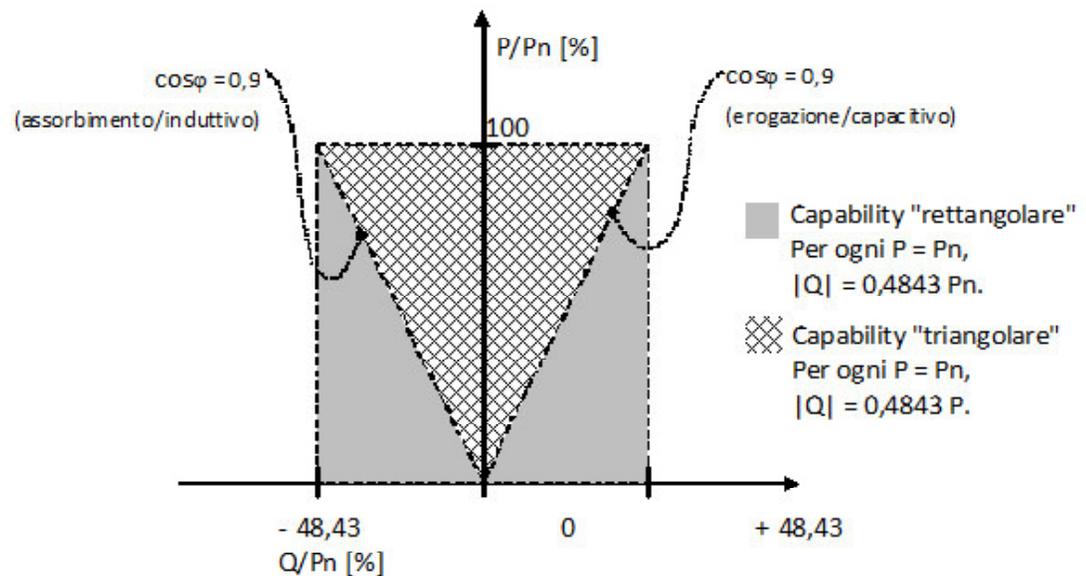
Principali differenze – Controllo V e Q ()**

- **Inverter ≤ 3 kW**, macchine rotanti **sincrone ≤ 6 kW** e macchine rotanti **asincrone non autoeccitate** devono avere $\cos\phi \geq 0,98$
- **Inverter > 3 kW e ≤ 6 kW** devono avere $\cos\phi$ regolabile tra 0,95 in assorbimento e 0,95 in erogazione (curva di Capability triangolare)
- **Inverter > 6 kW** devono avere $\cos\phi$ regolabile tra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione (curve di Capability triangolare e rettangolare)
- Macchine rotanti **sincrone > 6 kW** devono avere $\cos\phi$ regolabile tra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione



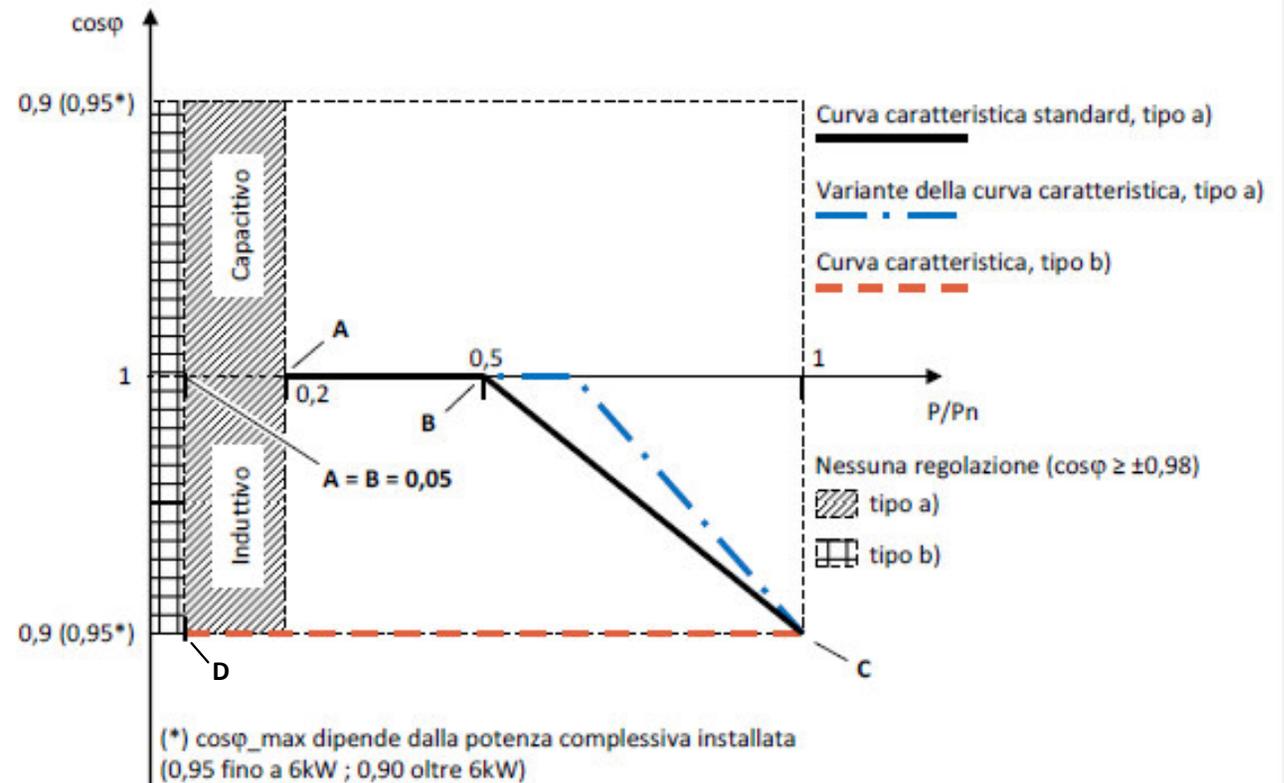
Principali differenze – Controllo V e Q (**)

- Per **inverter > 3kW e ≤ 6 kW e altri generatori > 3 kW**
 - Controllo locale basato sulla potenza erogata
- Per **inverter > 6 kW**
 - Controllo locale basato sulla potenza erogata
 - Controllo locale basato sulla tensione
 - Controllo remoto mediante scambio di segnali con protocollo CEI EN 61850 (capability rettangolare)



Principali differenze – Controllo reattiva (**)

- Logiche di controllo locale basate sulla **potenza erogata**



Principali differenze – Controllo reattiva (**)

- Logiche di controllo locale basate sulla **tensione**

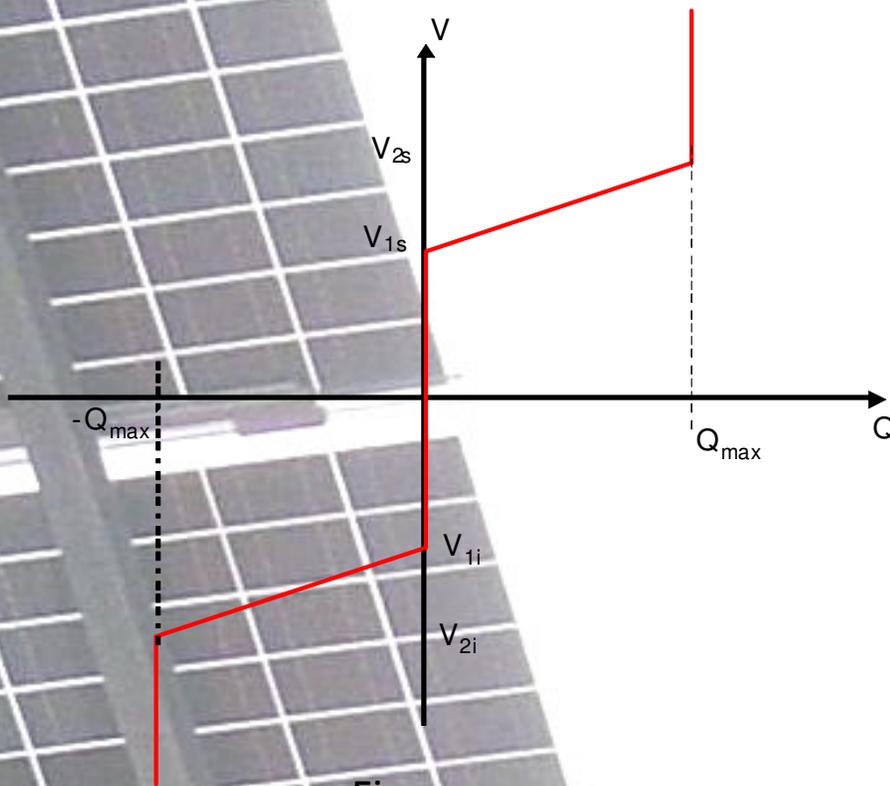


Figura a

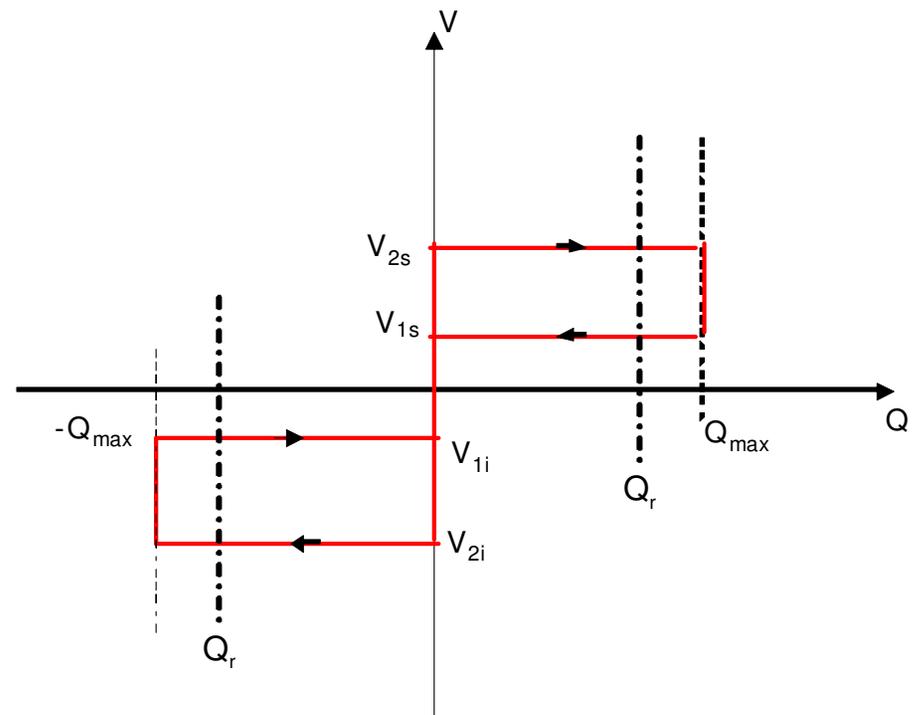


Figura b

Principali differenze – Controllo remoto (**)

- Nella prospettiva di evoluzione delle reti verso le **Smart-grid**, mediante protocollo CEI EN 61850 gli inverter dovranno:
 - erogare i servizi di rete attraverso la **modulazione di potenza attiva e reattiva** secondo quanto richiesto dal Distributore;
 - distaccare i generatori in caso di ricezione del relative **segnale di teledistacco**;
 - **abilitare/inibire le soglie di frequenza** del SPI,
 - **fornire le misure** di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura;
 - ecc.



Principali differenze – SPI (*)

Protezione	Soglia	Tempo di intervento (tra il verificarsi della condizione anomala e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1) (media mobile su 10 min secondo la CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)**	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2)***	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)* ◇	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)* ◇	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 ÷ 5 s
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 ÷ 5 s
<p>* soglia abilitata solo in assenza del segnale di comunicazione oppure in assenza del comando locale</p> <p>** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.</p> <p>*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza superiore a 6 kW.</p> <p>◇ per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p>		

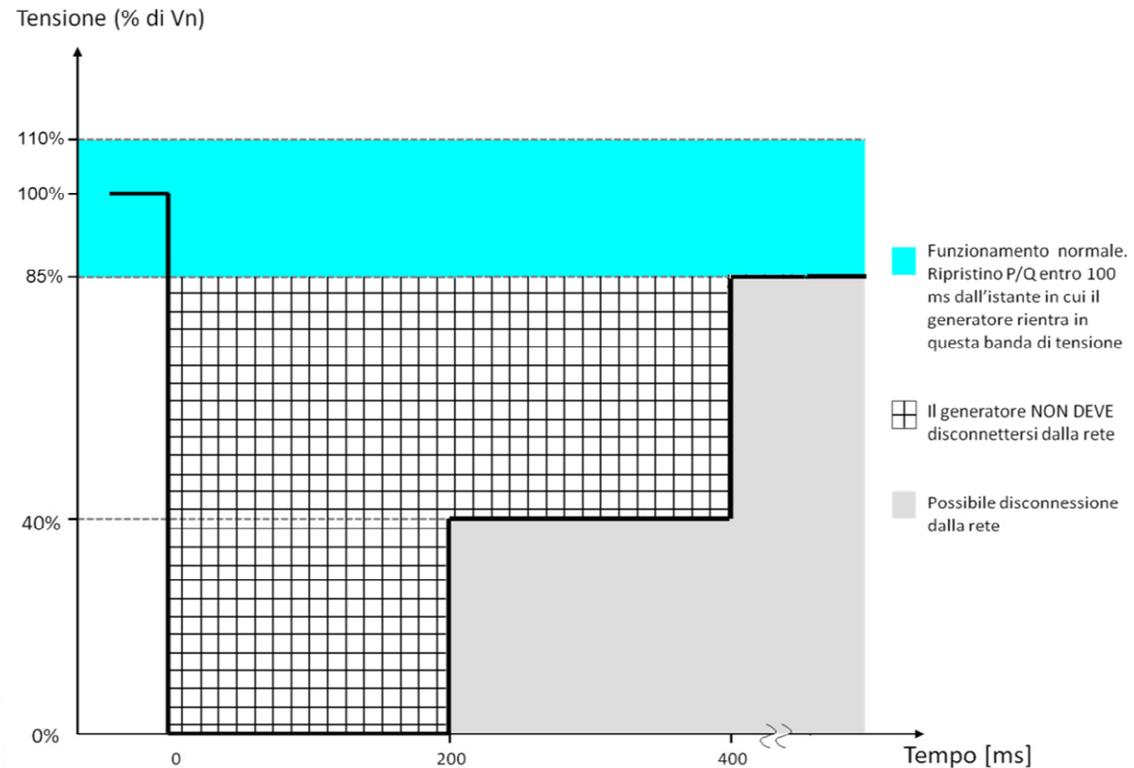
Principali differenze – SPI

- Per i sistemi trifase, le protezioni:
 - di **massima/minima tensione** devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle **tre tensioni BT concatenate**;
 - di **massima/minima frequenza** devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad **una tensione concatenata BT**.
- La funzione di massima **tensione 59.S1** deve essere basata sul valore medio di 10 minuti calcolato secondo la Norma EN 61000-4-30 (*)
- Deve essere prevista la possibilità di ricevere segnali su protocollo seriale CEI EN 61850 (*)



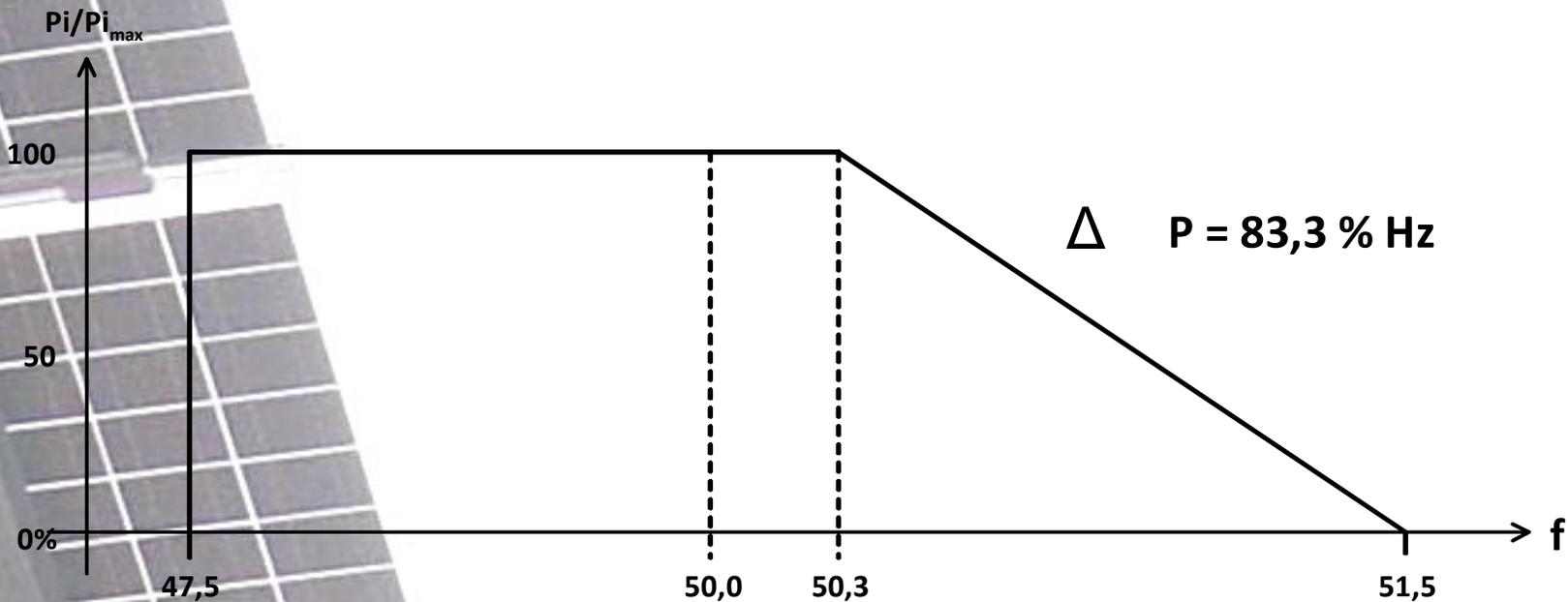
Principali differenze – LVFRT (*)

- Si applica agli impianti di **potenza > 6 kW**
- Evita che si verifichi la separazione dalla rete in caso di buchi di tensione (**Low Voltage Fault Ride Through – LVFRT**)



Principali differenze – Limitazione di P (*)

- Può avvenire in logica locale o in logica centralizzata
- Tra 50,3 Hz e 51,5 Hz gli impianti con convertitori statici devono poter ridurre la potenza generata secondo la curva indicata





Grazie per l'attenzione e Buon Lavoro!

Studio Tecnico Groppi

FRGROP@ALICE.IT

www.sunsim.it

Studio Tecnico Groppi – www.sunsim.it