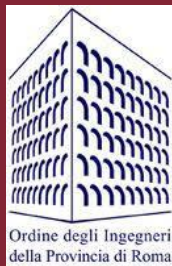


Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica: evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage

Prof. ing. Rodolfo Araneo



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA



Impianti alimentati a Fonti Rinnovabili e rete elettrica
9 Luglio 2016 - Sede Sapienza Università di Roma

I PROTAGONISTI NORMATIVI

Norma Italiana

CEI 0-21

Data Pubblicazione

2014-09

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Norma Italiana

CEI 0-21;V1

Data Pubblicazione

2014-12

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Norma Italiana

CEI 0-16

Data Pubblicazione

2014-09

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Norma Italiana

CEI 0-16;V1

Data Pubblicazione

2014-12

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Norma Italiana

CEI 11-20

Data Pubblicazione

2000-08

Edizione

Quarta

Classificazione

11-20

Fascicolo

5732

Titolo

Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

Norma Italiana

CEI 11-20;V3

Data Pubblicazione

2010-09

Titolo

Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

Norma Italiana

CEI EN 50438

Data Pubblicazione

2014-12

La seguente Norma è identica a: EN 50438:2013-12.

Titolo

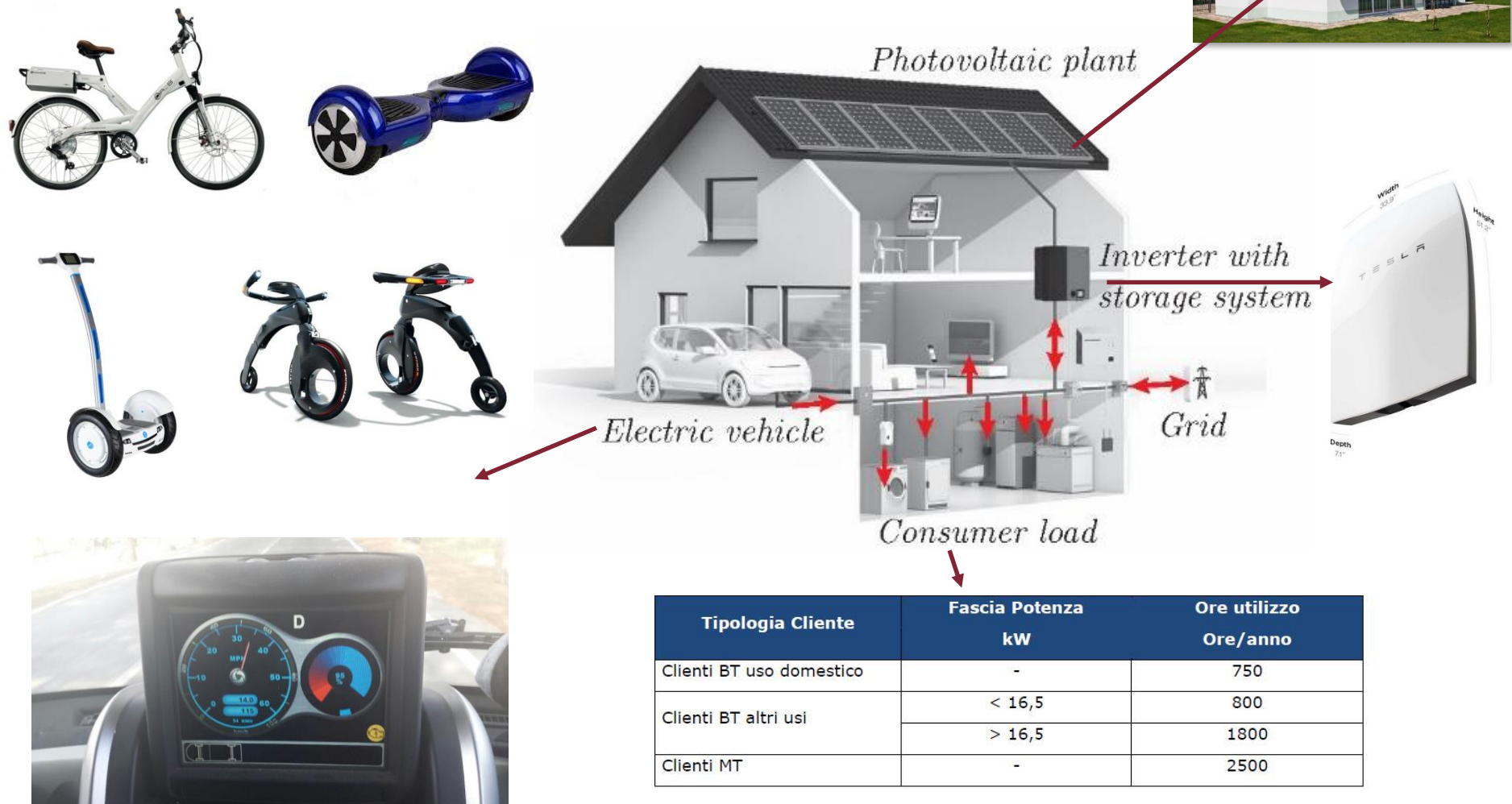
Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione

+ tante delibere dell'AEEG-SI

Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica: evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

Pagina 2

SCENARIO



GENERAZIONE DISTRIBUITA (GD)

- **AEEG 160/06:** Per quanto riguarda gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, si osserva che in varie normative attualmente vigenti viene introdotta una soglia pari a **10 MVA** al di sotto della quale sono previsti, per gli impianti di generazione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti.
- **AEEG ARG/Elt/223/10:** Alla luce di quanto predetto, nell'ambito della deliberazione n. 328/07 e del presente monitoraggio sono state adottate le seguenti definizioni:
 - **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
 - **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è un sottoinsieme della GD);
 - **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della GD e della PG).

LA POTENZA E LA NORMATIVA

- **Potenza contrattualmente impegnata** livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza.
- **Potenza disponibile in prelievo** la potenza disponibile è indicata nel contratto vigente con il Distributore ed è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione. Nel caso di utenti dotati di dispositivo limitatore, la potenza disponibile è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione senza che l'Utente finale sia disalimentato.
- **Potenza disponibile in immissione** massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione. È indicata nel contratto vigente con il Distributore (AEEG, TICA).
- **Potenza disponibile per la connessione** è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione (AEEG, TICA).

EESS

SISTEMI DI ACCUMULO

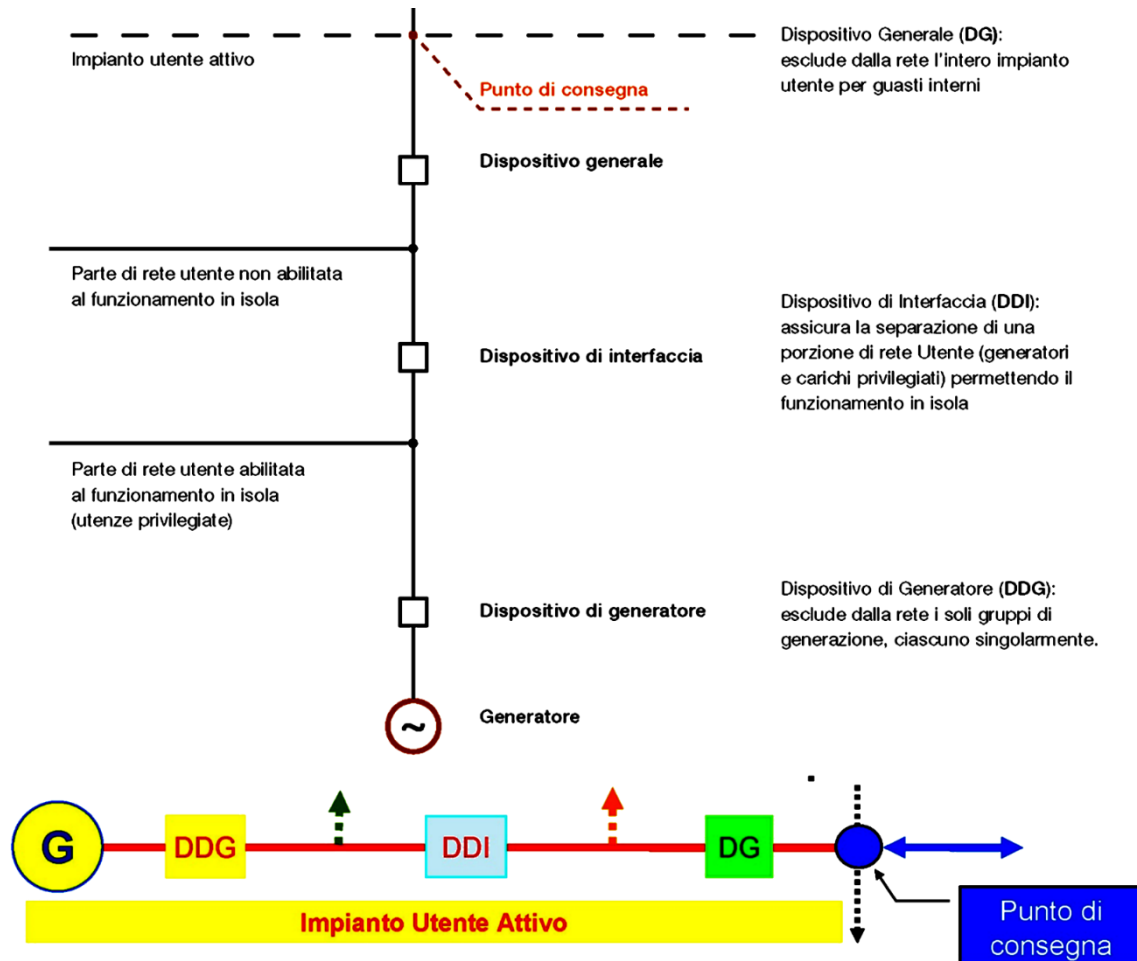
AEEG 2014 574/2014/r/eel Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale

AEEG 642/2014/R/eel Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21

- **CUS** (Capacità Utile del Sistema di accumulo): quantità di energia disponibile ai terminali del sistema di accumulo tra gli stati di carica minimo e massimo del sistema stesso
- **P_{SN}** (Potenza di Scarica Nominale): la massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la CUS
- **P_{CN}** (Potenza di Carica Nominale): la massima potenza che il sistema può caricare per tutta la CUS
- **P_{SMAX}** (Potenza di Scarica Massima): la potenza in scarica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%-90% della CUS.
- **P_{CMAX}** (Potenza di Carica massima): la potenza in carica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%-90% della CUS.
- **P_{NINV}** (Potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale): la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale che collega il sistema di accumulo alla rete.

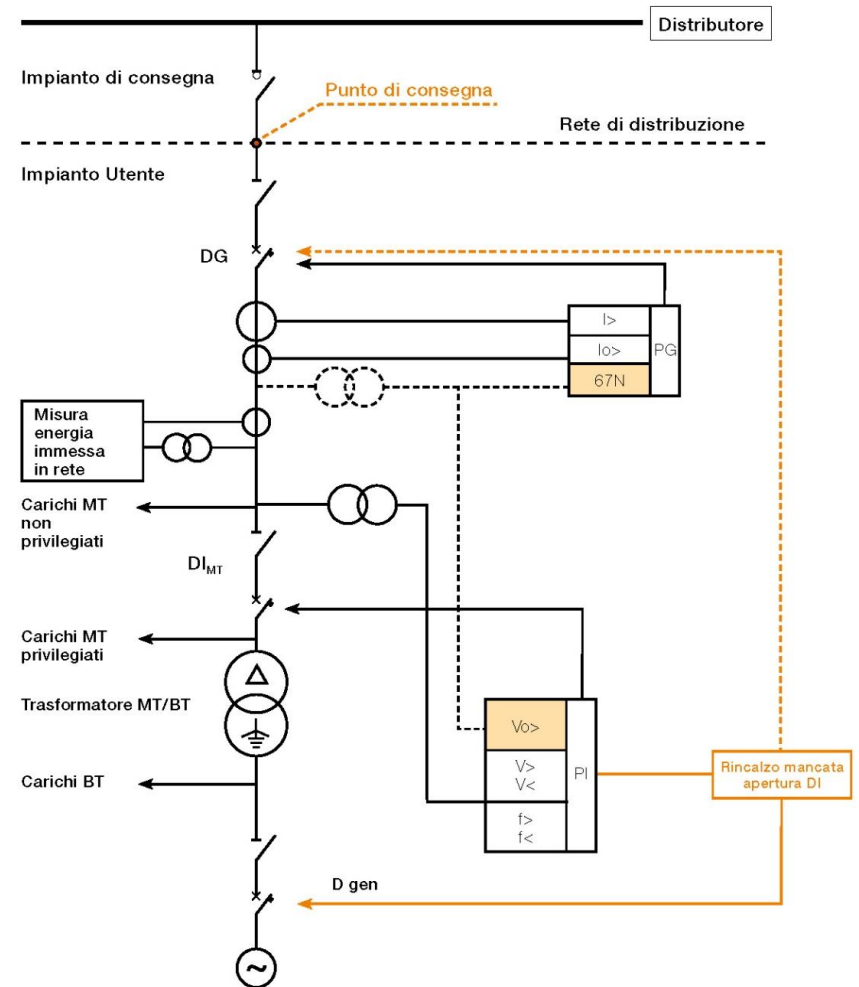
IN ORIGINE

- **Dispositivi Limitatori di Potenza (DLP):** dispositivo atto a limitare il prelievo/immissione di potenza.
- **Dispositivo Generale (DG):** apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura separa l'impianto dell'Utente dalla rete. (Se c'è un'unica linea verso l'impianto Utente, il DG è unico; in caso di più linee a valle il DG consiste nell'insieme dei DGL)
- **Dispositivo Generale di Linea (DGL):** apparecchiatura di manovra e sezionamento al termine del cavo di collegamento, la cui apertura separa la rete da una linea dell'utente.
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI):** apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) separa l'impianto di produzione dalla rete.
- **Dispositivo Di Generatore (DDG):** apparecchiatura di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema) determina la separazione del generatore (di un generatore).

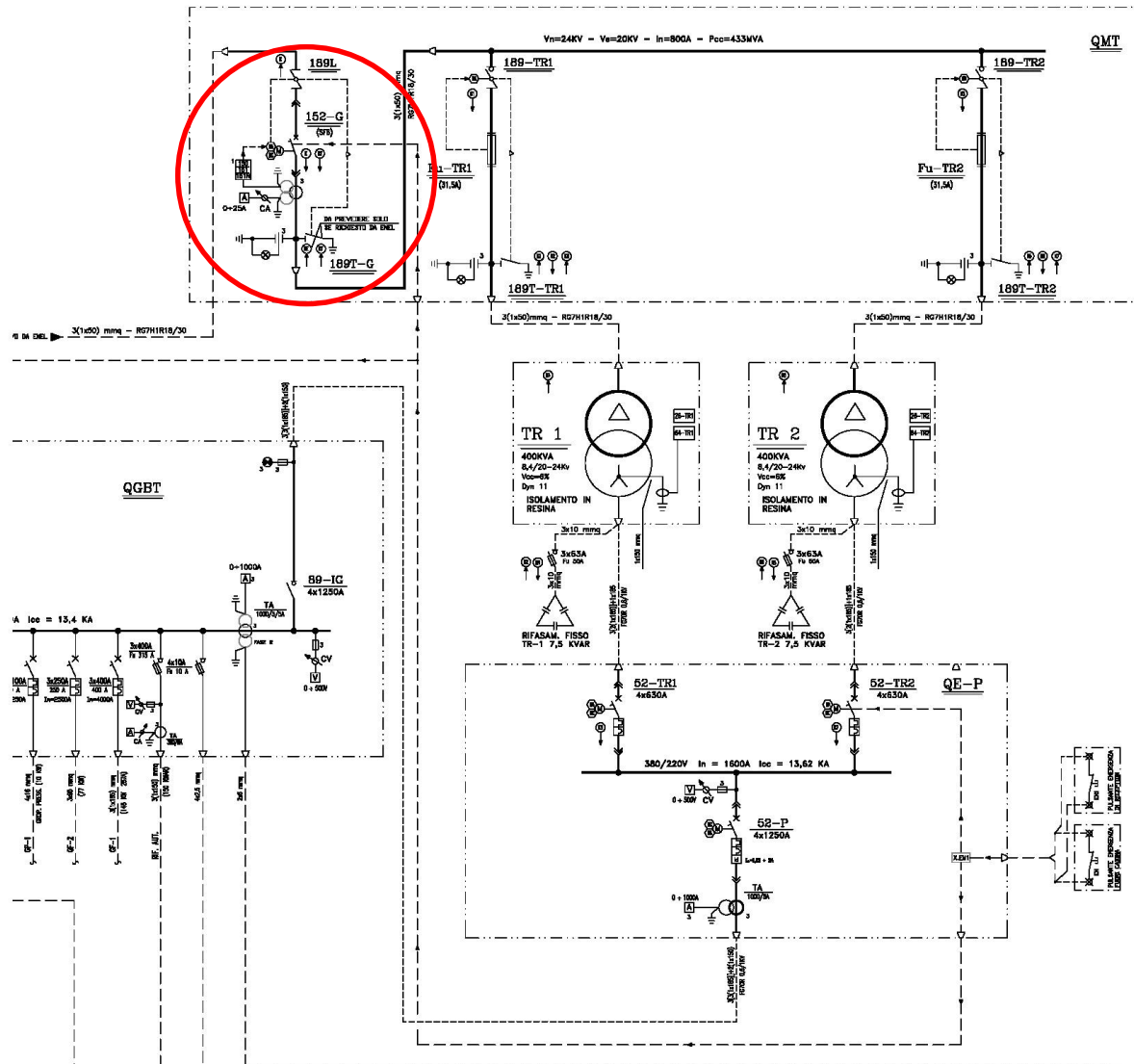


LA CONNESSIONE

- Individuazione dei confini
- PdC
- Impianto di rete per la connessione
- Impianto di utenza per la connessione



DISPOSITIVO GENERALE E SISTEMA DI PROTEZIONE



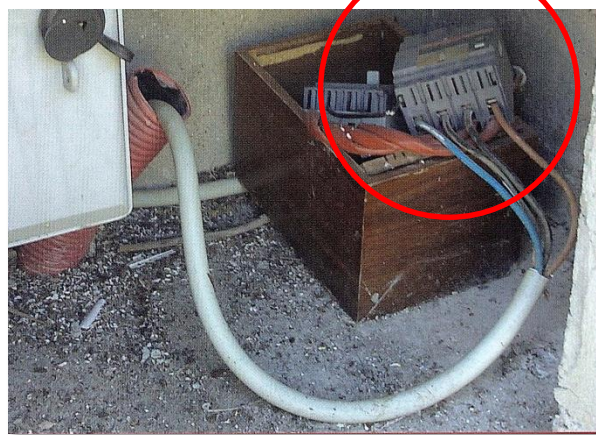
Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica:
evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

BT - DG

- Il Dispositivo Generale unico separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del Distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno).
- In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di 3 (tre) DGL.
- Il DG:
 - non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'Utente;
 - deve aprirsi per guasti sull'impianto dell'Utente. Qualora l'Utente chieda al Distributore il valore della corrente di cortocircuito minima, il DG deve aprirsi per valori di corto circuito che superino il valore comunicato dal Distributore.
- Il DG (eventualmente realizzato con più DGL) deve essere sempre presente.



SI!!

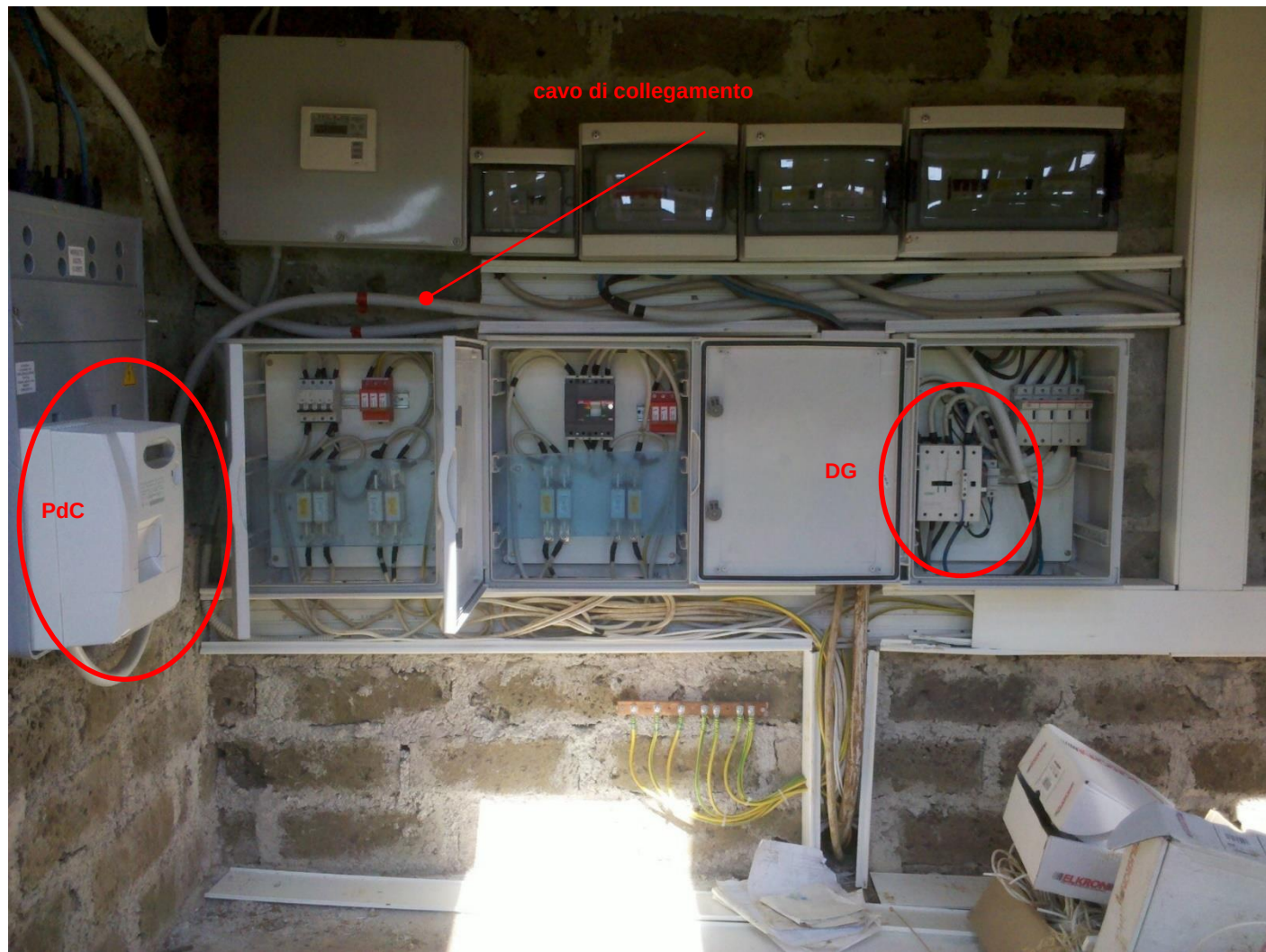


NO!!



Lavorare bene rende felici

BAZAR DEI QUADRI:



Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica:
evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

MT - DG

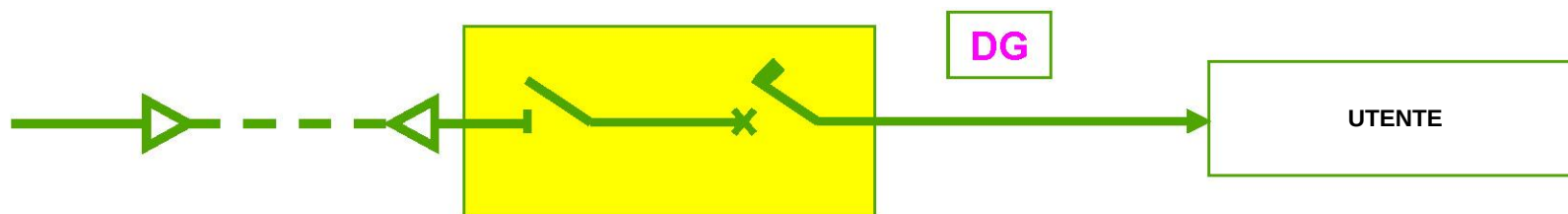
Il Dispositivo Generale (DG) può essere realizzato utilizzando quadri di media tensione G.I.S. (gas-insulated switchgear) oppure A.I.S. (air-insulated switchgear) (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6), da:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

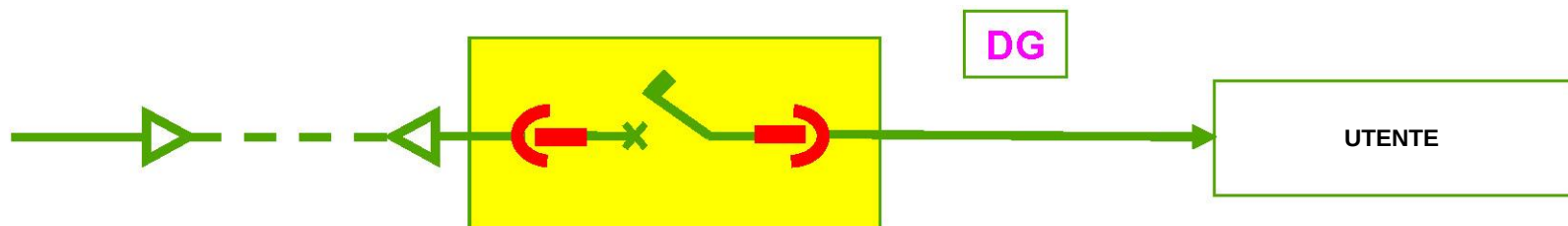


MT – DG (#2)

- Apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete, tipicamente costituito da:
- **Sezionatore tripolare CEI EN 62271-102 e interruttore tripolare CEI EN 62271-100** con sganciatore di apertura, in esecuzione fissa.



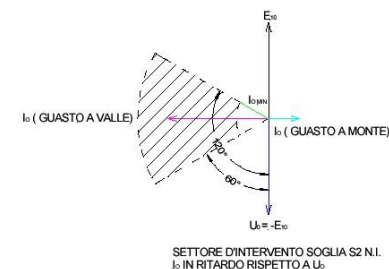
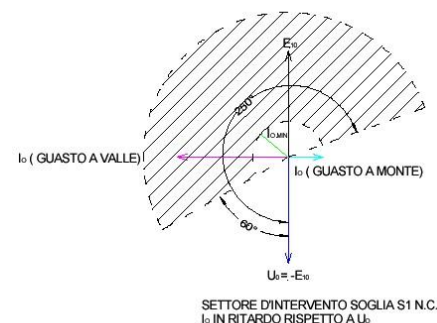
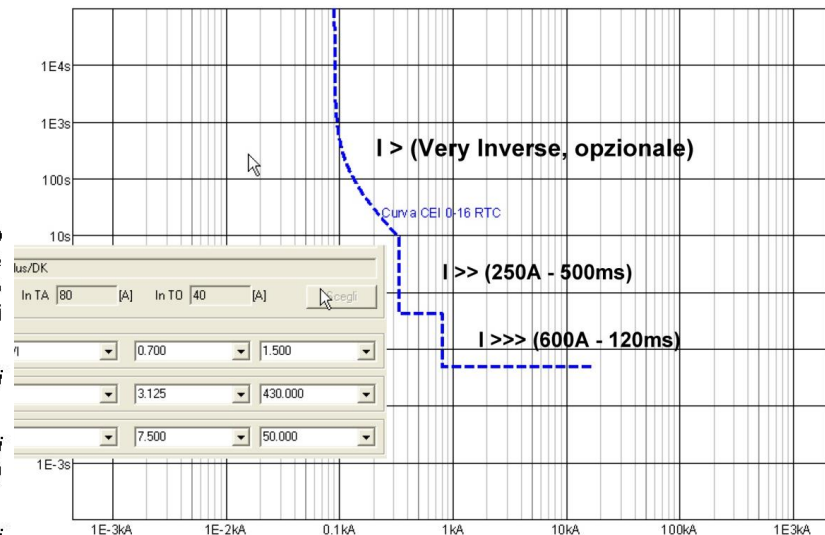
- **Interruttore tripolare in esecuzione estraibile** conforme alla **CEI EN 62271-200** con sganciatore di apertura.



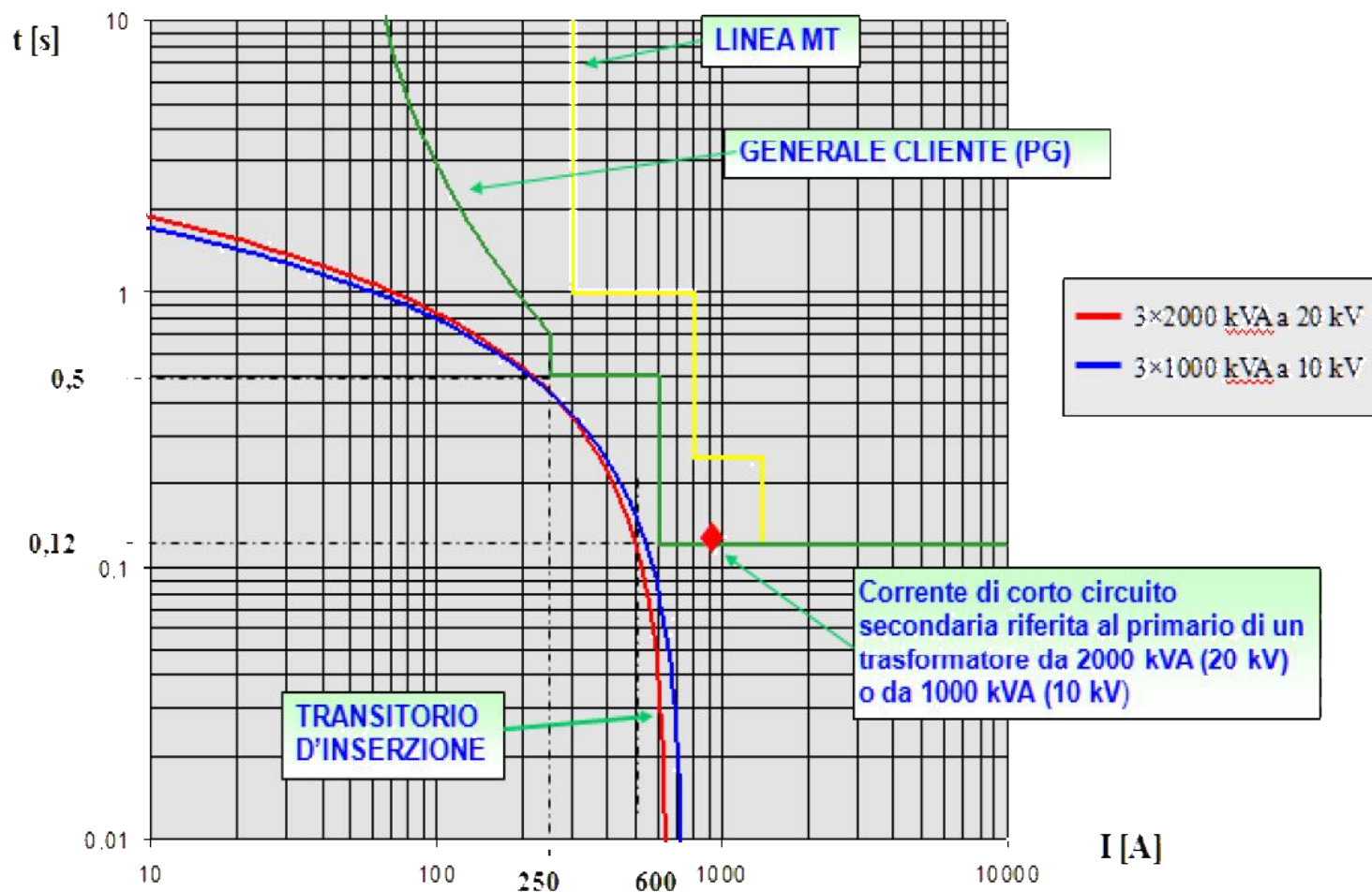
MT - SPG

Il SPG deve comprendere un relé (protezione generale, PG⁽⁵⁵⁾) che realizzi:

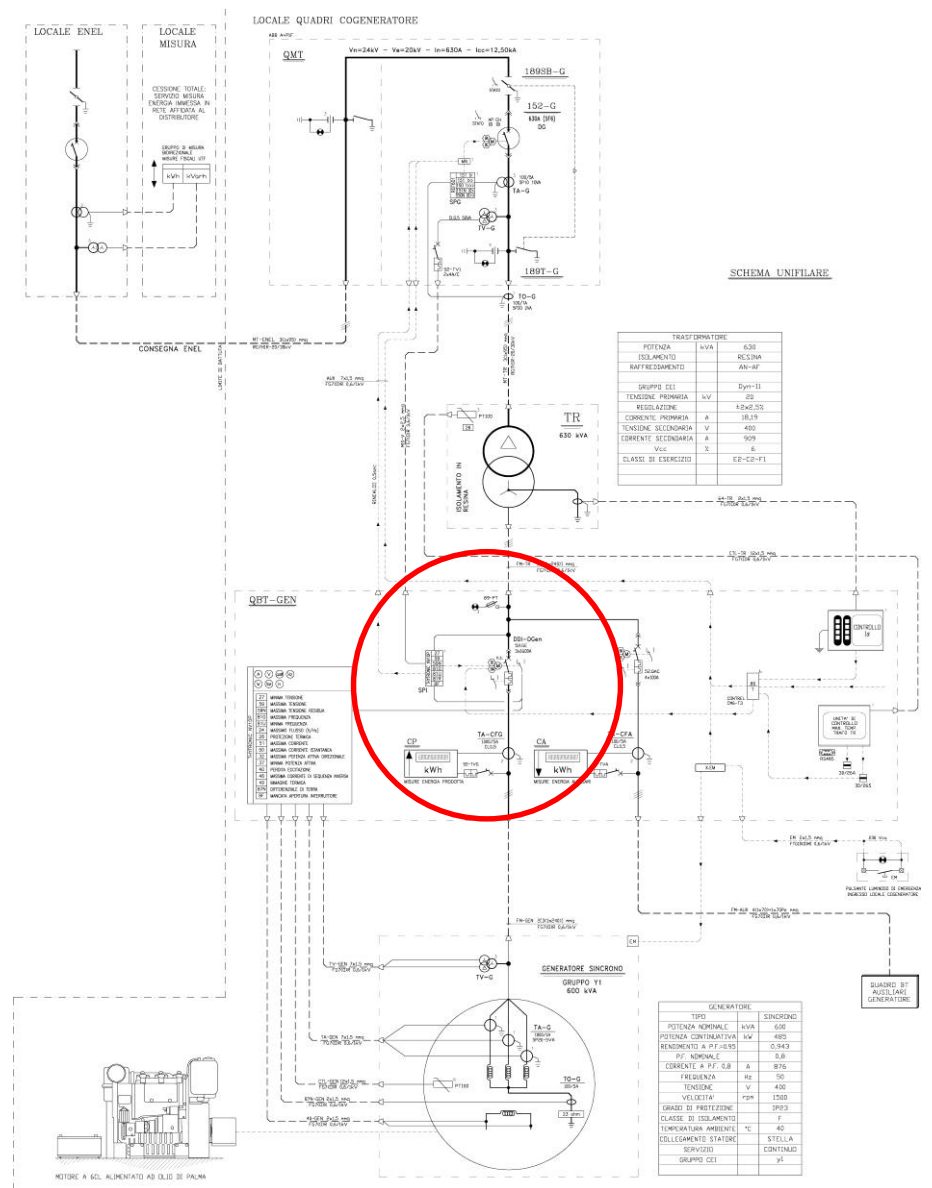
- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie⁽⁵⁶⁾, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito; poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:
 - prima soglia (sovraccarico), dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico di piccola entità originati dall'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia $I>$;
 - seconda soglia (soglia 51, con ritardo intenzionale), dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase su impedenza (ovvero di sovraccarico di elevata entità) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia $I>>$;
 - terza soglia (soglia 50, istantanea), dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase franco all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia $I>>>$;
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie⁽⁵⁷⁾, oppure (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente⁽⁵⁸⁾ supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N⁽⁵⁹⁾) protezione direzionale di terra a due soglie⁽⁶⁰⁾ e massima corrente omopolare a una soglia⁽⁶¹⁾.
- Nel caso di protezione di massima corrente omopolare:
 - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra (sia esso franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia $I_0>$;
 - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto doppio monofase a terra, con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia $I_0>>$;
- Nel caso di protezione direzionale di massima corrente omopolare:
 - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro compensato, indicata nel seguito come soglia 67N.S1;
 - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro isolato, indicata nel seguito come soglia 67N.S2.



COORDINAMENTO



DISPOSITIVO DI INTERFACCIA



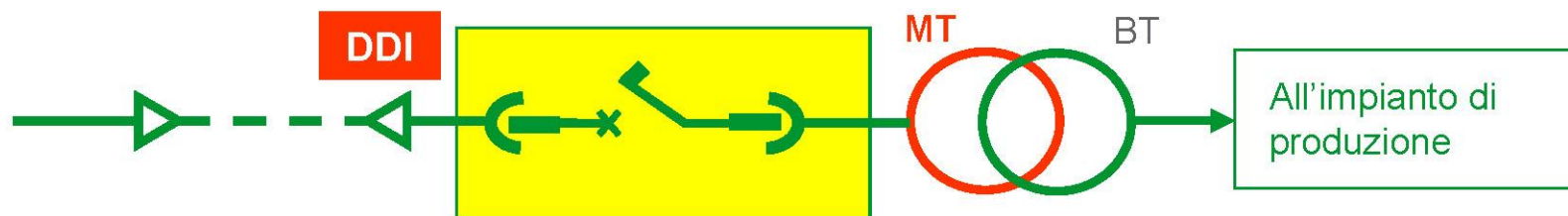
BT - DDI

- Il DDI ha lo scopo di evitare che:
 - in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
 - in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
 - in caso di richiusure automatiche/manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento.
- E' costituito da:
 - un interruttore di manovra-sezionatore con fusibili
 - un interruttore automatico, idoneo al sezionamento
 - un contattore onnipolare (norma EN 60947-4-1), di categoria AC-3 idoneo al sezionamento, combinato con fusibili;
 - per inverter fino a 6 kW, il DDI può essere interno
- Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati
- Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rinalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL).

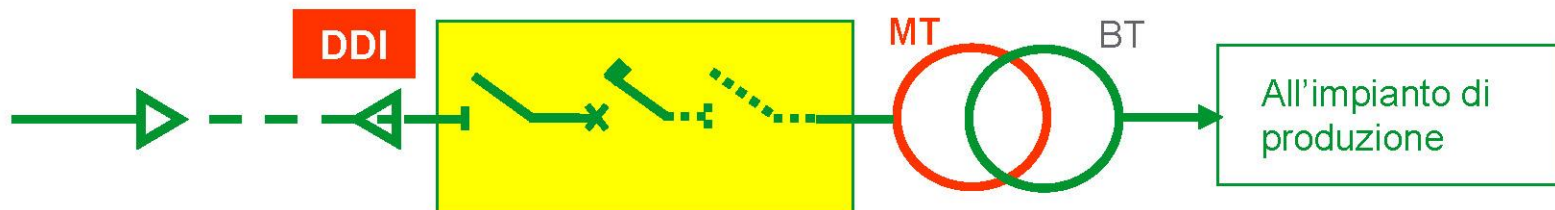


MT - DDI

- Nell'ambito dell'impianto di utenza di un Utente attivo, il dispositivo di interfaccia ... a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.
- Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da:
 - un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure

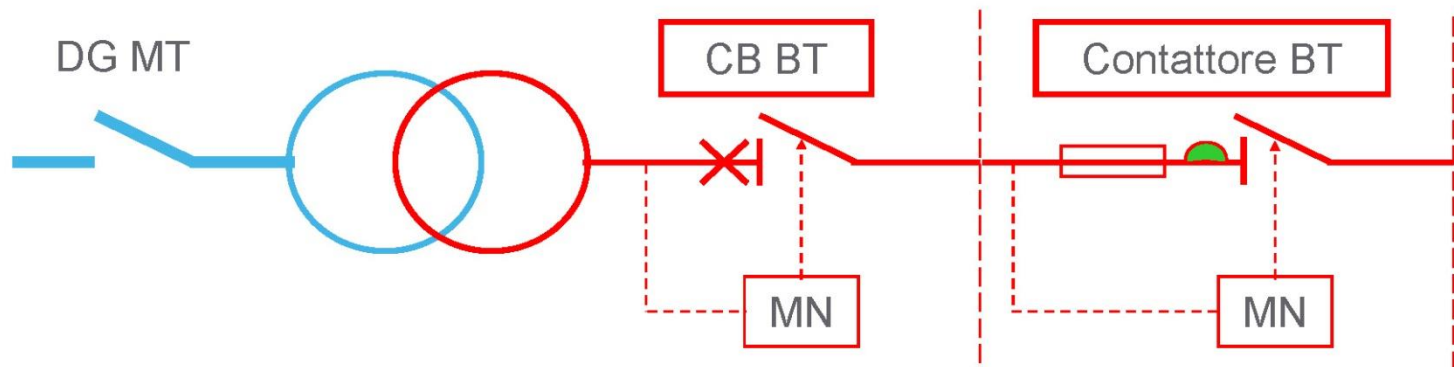


- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore; l'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte e uno a valle del DDI) è da prendere in considerazione da parte dell'utente, in funzione delle necessità di sicurezza in fase di manutenzione.



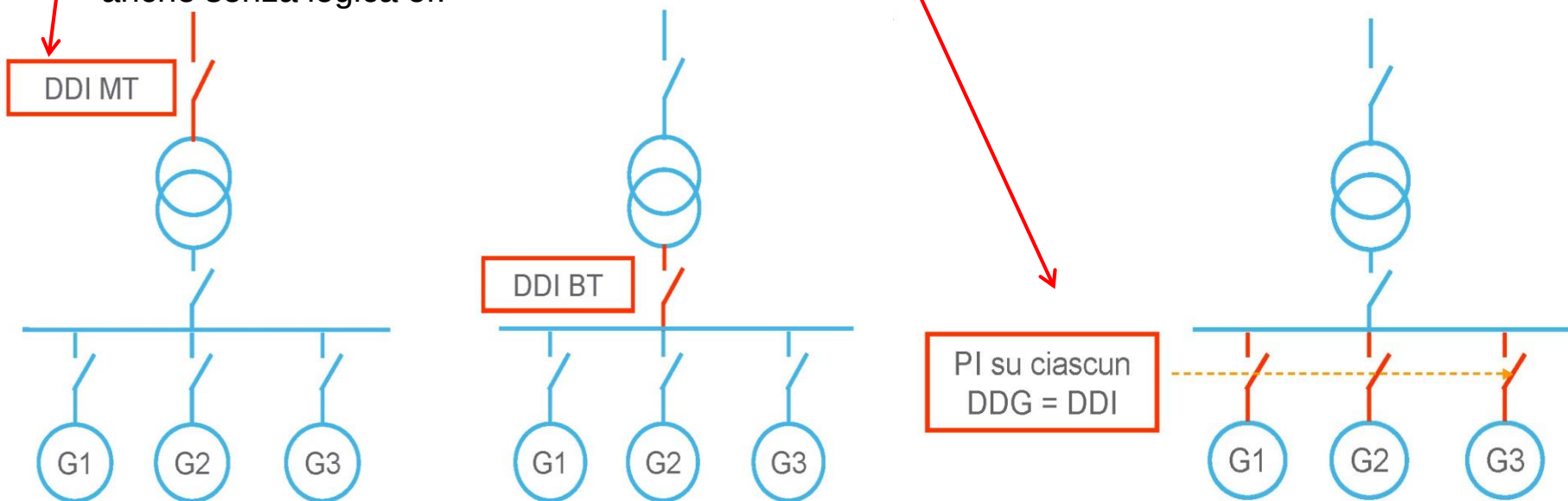
MT – DDI (#2)

- Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da
 - un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore ovvero
 - da un contattore coordinato con dispositivi di protezione da cortocircuito atti al sezionamento (fusibili) conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia).



MT – DDI (#3)

- Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia **deve essere di norma unico** (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.
- Qualora necessità impiantistiche lo imponessero, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore); per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, (è ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI), in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete (**logica or**).
- Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno rispetto alla richiesta di connessione, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 1000 kW, è possibile installare **non più di tre DDI** (in MT e/o in BT), anche senza logica or.

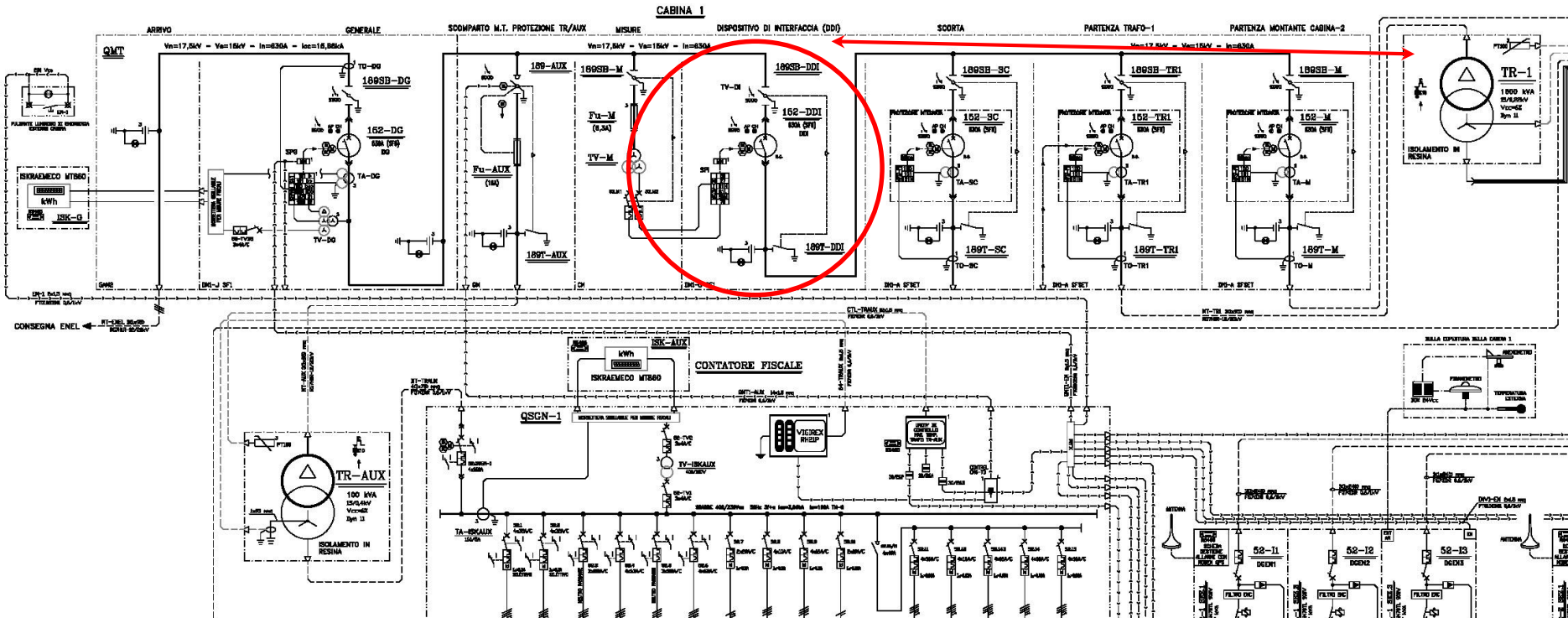


ESEMPIO

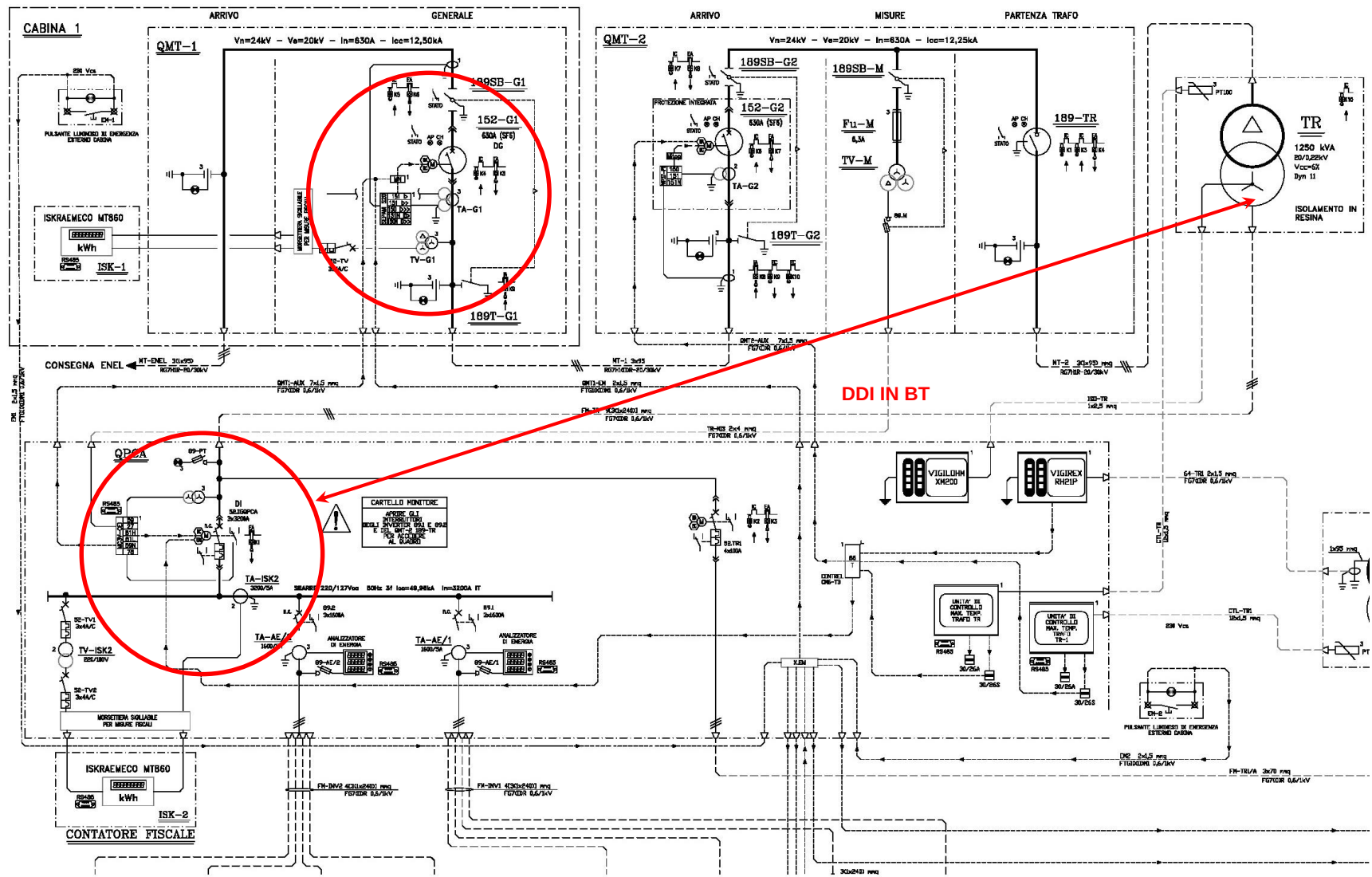


Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica:
evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

ESEMPIO DDI IN MT



ESEMPIO DDI IN BT



SCHEMI

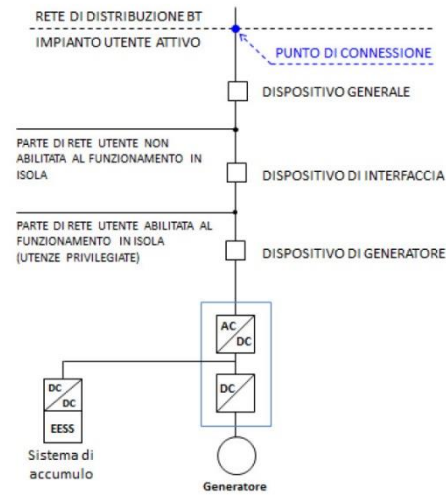


Figura 11-a – Sistema di accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua

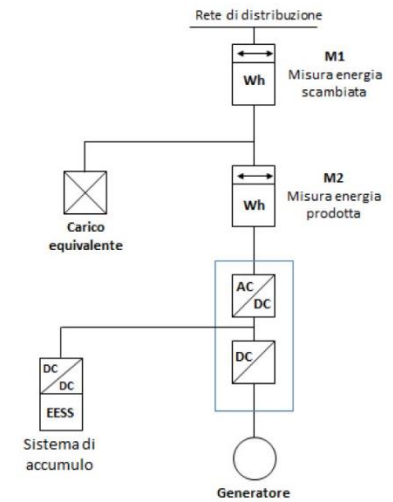


Figura 19.1 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua

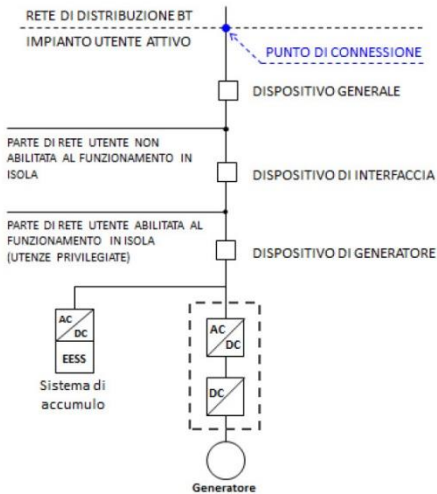


Figura 11-b – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata

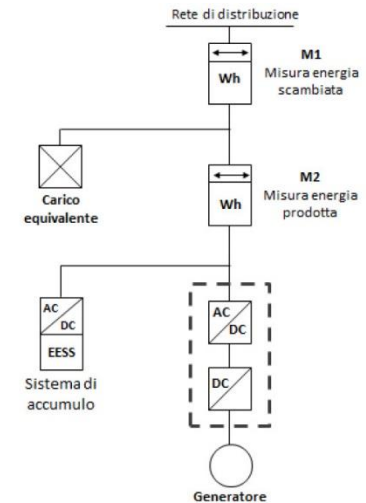


Figura 19.2 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata

SCHEMI BT (#2)

L'addizionale dispositivo di interfaccia è da prevedere solo nel caso in cui l'utente necessiti di gestire separatamente il sistema di accumulo dal generatore presente nello stesso impianto durante il funzionamento in isola.
In questo caso, il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia presente nell'impianto.

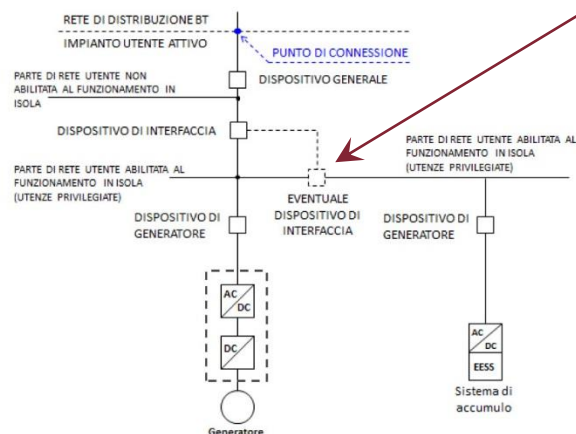


Figura 11-c – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata

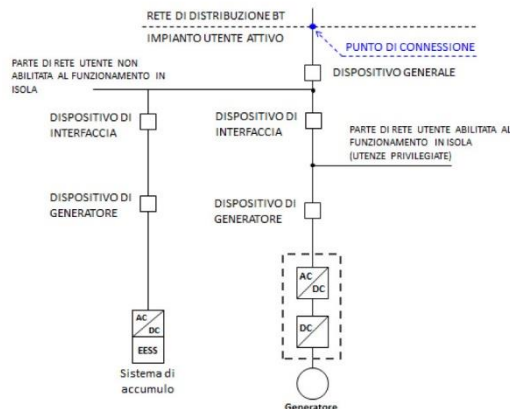


Figura 11-d – Come in figura 11-c ma con sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata verso la parte di rete non abilitata al funzionamento in isola

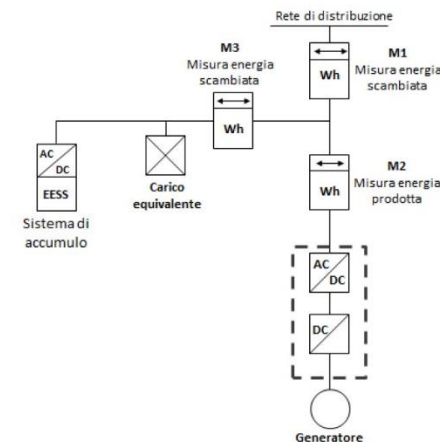


Figura 19.3 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata⁽⁹⁾

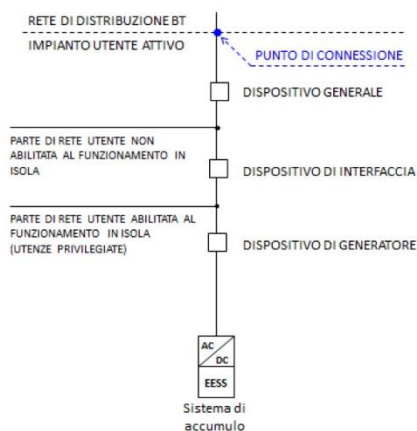


Figura 11-e – Utente con sistema di accumulo

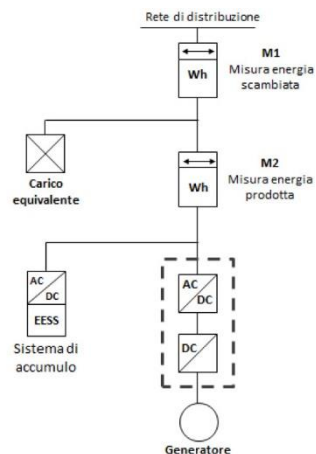


Figura 19.2 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata



IL SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA E IL FUNZIONAMENTO IN PARALLELO ALLA RETE

CEI 0-16

Gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti⁽⁸⁶⁾ per rimanere connessi alla rete MT, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando tensione e frequenza, nel punto di connessione, si mantengono nei seguenti campi di variazione:

in tensione:

$$90\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$$

in frequenza:

$$49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$$

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla presente norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione e la frequenza, per periodi di durata limitata, possono rispettivamente variare nei campi di:

$$85\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$$

e

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

Al fine di assicurare quanto sopra, le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, dovranno essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati, tenendo conto dei margini di sicurezza da applicare ai valori di regolazione impostati.

CEI 0-21

8.4.4 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del distributore

Tutti gli impianti di produzione devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione, nel punto di connessione, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete in funzione della frequenza, tutti gli impianti di produzione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per un tempo indefinito per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

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

Per quanto riguarda i generatori direttamente connessi (rotanti), i limiti di tempo per i quali questi campi di funzionamento devono essere soddisfatti sono allo studio; nelle more della definizione di tali limiti di tempo, il funzionamento dei generatori direttamente connessi (rotanti) può essere mantenuto per tempi ridotti, nei limiti consentiti dalle rispettive norme di prodotto.



Da dove si partì?

Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica: evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

REGOLAZIONE TECNICA DEI REQUISITI DI SISTEMA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

- TERNA pubblica tre nuovi allegati al Codice di Rete:
 - Allegato A.68, recante “*Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l’esercizio in parallelo con la rete AT*”
 - Allegato A.69, recante “*Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna*”
 - Allegato A.70, recante “*Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*”.
- L'applicazione dell'**Allegato A.70**, in particolare, comporta:
 - per gli impianti connessi alle reti di bassa e media tensione che entrano in esercizio in data successiva al 31 marzo 2012, l'adeguamento ai nuovi requisiti nelle modalità specificate nell'art. 4 della Delibera 84/2012/R/eel.
- Poi AEEG pubblica:
- Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalle deliberazioni 165/2012/R/EEL, 344/2012/R/EEL, 562/2012/R/EEL e 243/2013/R/EEL

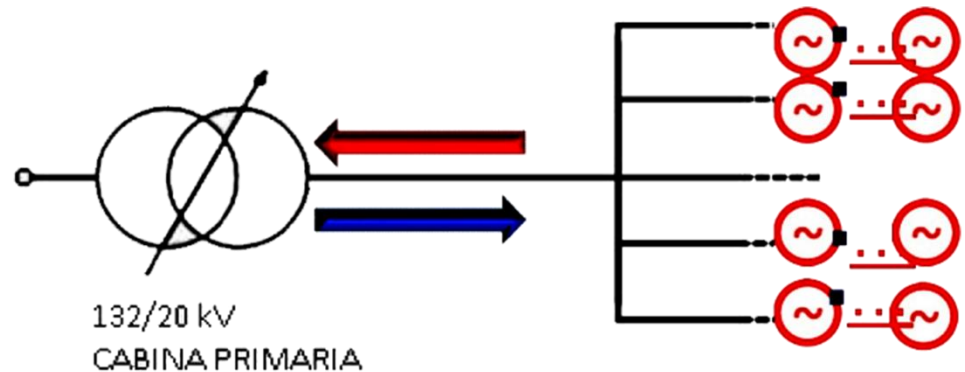
DELIBERAZIONE 8 MARZO 2012 84/2012/R/EEL

INTERVENTI URGENTI RELATIVI AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA, PER GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

I PROBLEMI

Problemi sia per il DSO (ENEL; A2A; ACEA;...) sia per il TSO (TERNA):

- **regolazione della tensione:** aumenta la tensione e si distacca la GD
 - (problema per il DSO)
- **isola indesiderata**
 - (problema per il DSO)
- **stabilità della rete**
 - (problema per il TSO)



L'inversione di flusso avviene anche dalla rete BT verso la MT

SMART GRID

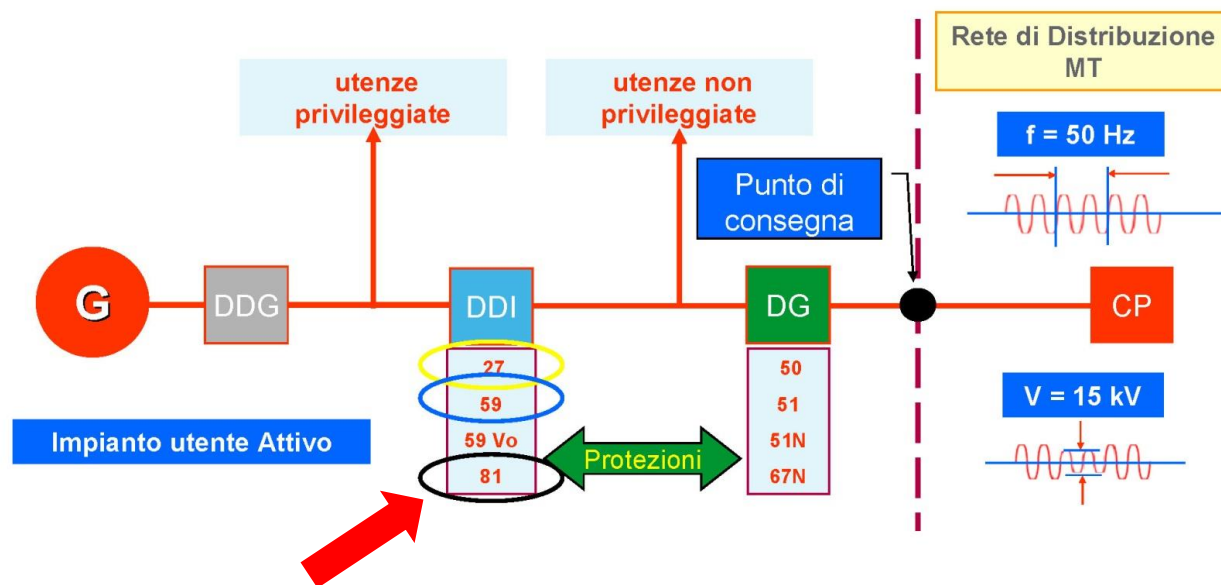
- La rete di distribuzione deve controllare e comandare a distanza gli impianti di GD sul territorio (decine/centinaia di migliaia di piccoli generatori)
- Il SPI deve essere in grado di ricevere segnali esterni finalizzati alla abilitazione/disabilitazione di una o più soglie protettive
- È necessario esplorare ed implementare i sistemi di comunicazione tra:
 - RELÈ di protezione in CP (relè MASTER)
 - SPI della GD (relè SLAVE)
 - Nuova logica di comando e regolazione SPI
 - Il sistema di comunicazione garantisce la gestione e l'affidabilità nel distacco o nel mantenimento in linea della GD: migliora le prestazioni dell'intero sistema

DOVE SI E' GIUNTI: AL PIANO DI DIFESA

- La prescrizione si applica ai generatori eolici e statici di potenza maggiore o uguale a 100 kW. **Tali generatori, su richiesta del Distributore, devono consentire il supporto di servizi di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto.**
- Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni tra le quali in particolare:
 - **il regime di parallelo non deve causare perturbazioni** al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
 - il regime di parallelo deve **interrompersi immediatamente** ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di **tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore**;
 - in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione **non deve consentire il parallelo con la rete stessa.**

MT-DDI

- Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:
 - in caso di mancanza della tensione di rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa creando situazioni di esercizio in isola non intenzionale;
 - in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso, l'Utente sostenga il guasto;
 - in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore convenzionale possa trovarsi in condizioni tali da provocare il danneggiamento dell'albero del generatore stesso.



IL SISTEMA DI PROTEZIONE

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento ⁽⁹⁶⁾	Tempo di apertura DDI ⁽⁹⁷⁾⁽⁹⁸⁾
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 Un	vedi paragrafo E.3.2	Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un	0,60 s	0,27 s
Minima tensione (27.S1)***	0,85 Un	1,5 s	1,57 s
Minima tensione (27.S2)**	0,4 / 0,3 Un	0,20 s	0,27 s
Massima frequenza (81>.S1) ◇ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	0,22 s
Minima frequenza (81<.S1) ◇ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	0,22 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	1,07 s
Minima frequenza (81<.S2) ◇ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	4,07 s
Massima tensione residua (59V0)	5 % Un ⁽⁰⁰⁾	25 s	25,07 s
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En ⁽⁰⁾		-
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En ⁽⁰⁾		-

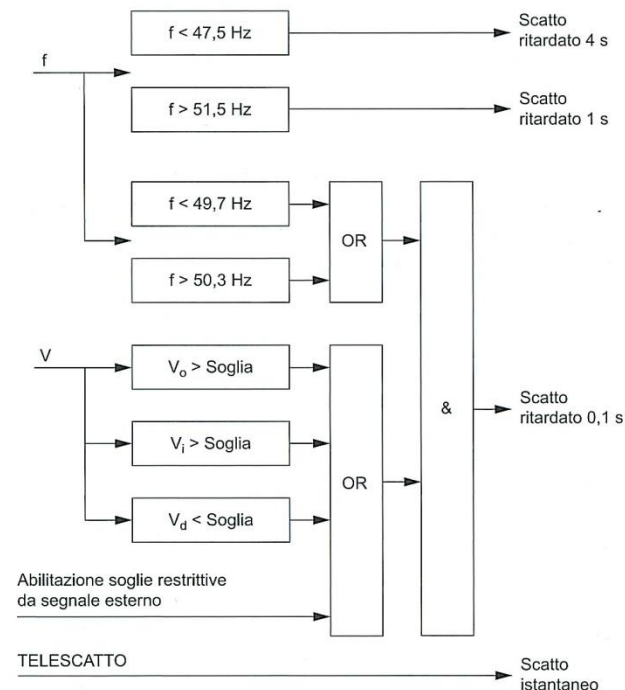
** Nel caso di generatori rotanti convenzionali, il valore può essere innalzato a 0,7 Un e $t = 0.150$ s.

*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici.

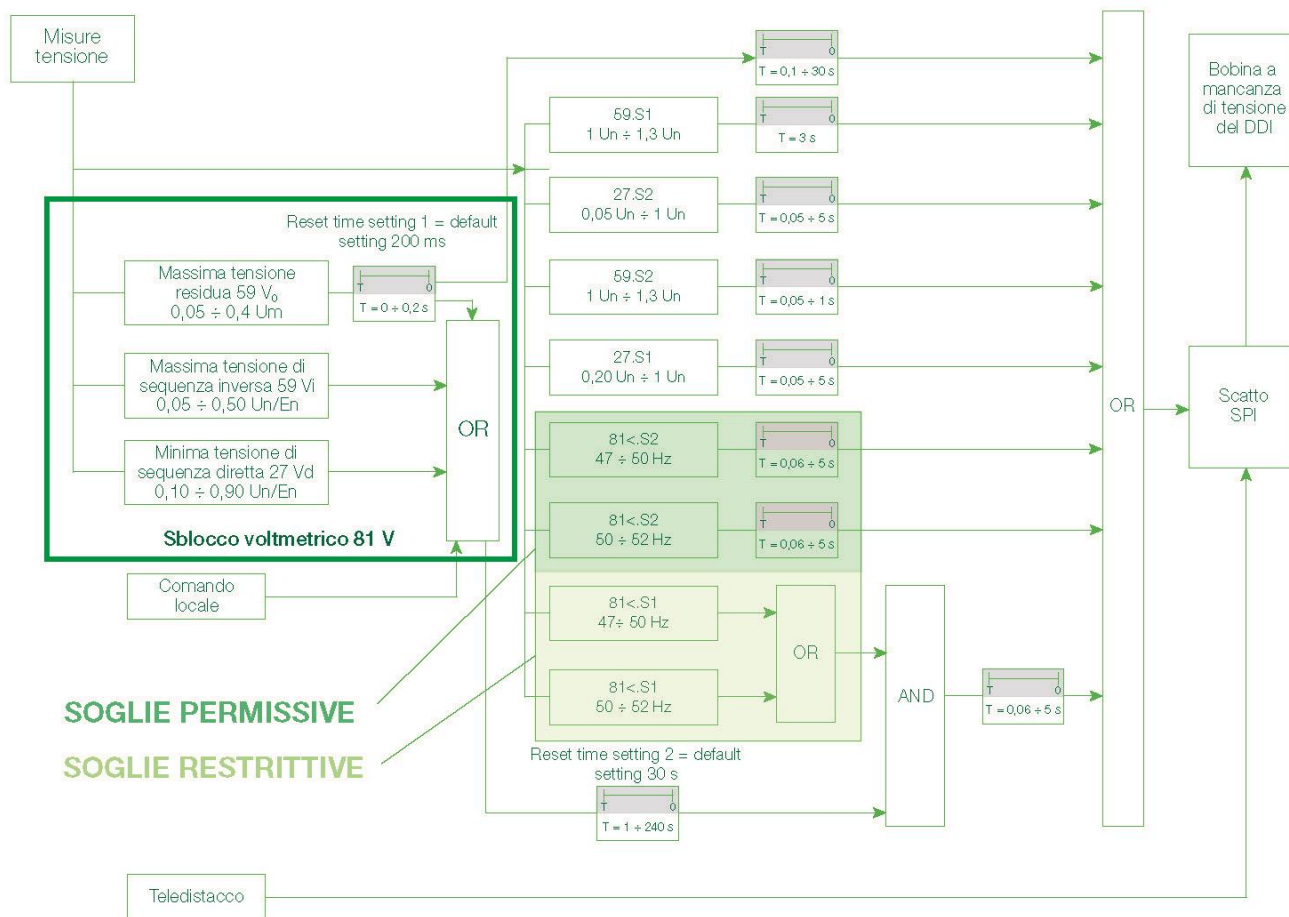
◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Un, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).

⁽⁰⁾ Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata Un (se la misura è effettuata in base ai metodi (c) e (d) di cui alle pagg. seguenti) o della tensione nominale di fase En (se la misura è effettuata in base ai metodi (a) e (b) oppure (a') e (b') di cui al paragrafo 8.8.8.8.1).

⁽⁰⁰⁾ Regolazione espressa in % della tensione residua nominale Vrn misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ($V_{rn} = 3E_n = \sqrt{3}U_n$).



LO SBLOCCO VOLTMETRICO



Per il sistema di protezione di interfaccia (SPI) serve un nuovo rele, in grado di riconoscere i guasti sulla rete del Distributore rispetto ai funzionamenti anomali sulla rete di trasmissione nazionale. Per questi ultimi, il rele deve mantenere le soglie di frequenza permissive (47,5 Hz -:-51,5 Hz), mentre in occasione di guasti sulla rete MT deve passare alle soglie restrittive (49,7 Hz -:- 50,3 Hz), A tal fine, è necessario che il segnale di tensione omopolare sia prelevato sulla media tensione.

CAPABILITY

- La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ($\cos \phi = 1$); il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal Distributore qualora esigenze di esercizio della rete di distribuzione lo richiedano.
- Inverter:
 - capability “triangolare” lo scambio di reattivo è finalizzato alla limitazione della sovratensione o sottotensione di rete causata dalla propria immissione di potenza attiva;
 - capability “rettangolare” finalizzata alla fornitura di un servizio di rete richiesto dal Distributore, alle condizioni oggetto di regolamentazione da parte dell'AEEG.

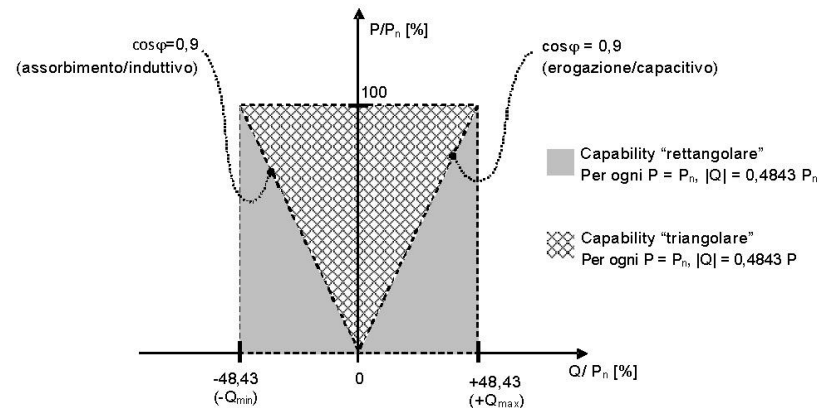


Figura 13 – Curve di capability “triangolare” e “rettangolare”, valide per inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW

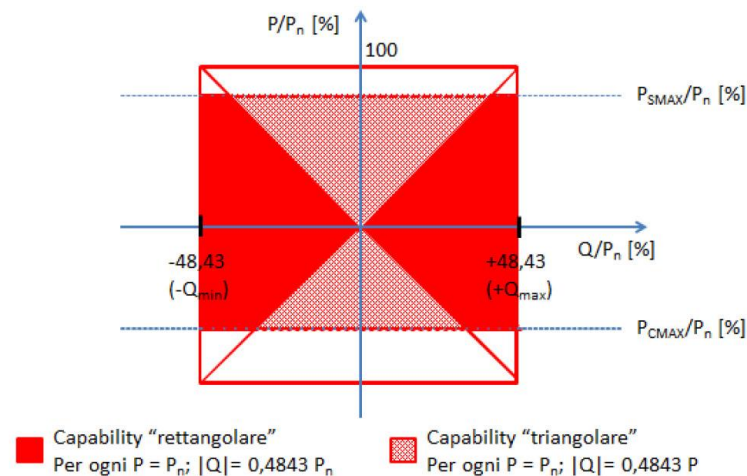


Figura 13-d – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con convertitore bidirezionale

CAPABILITY (CEI 0-16)

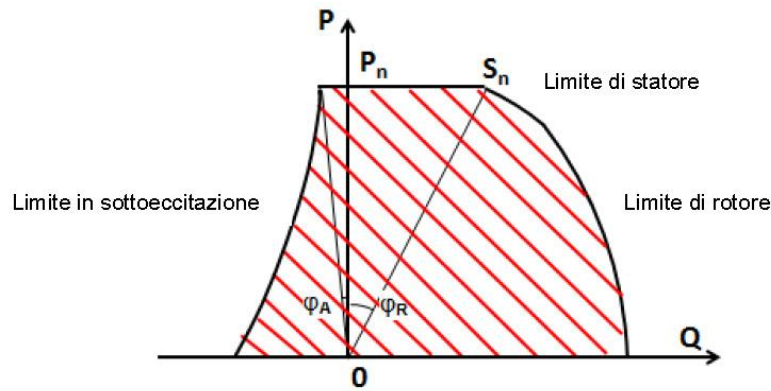


Figura 15 – Curva di capability tipica per un gruppo di generazione.

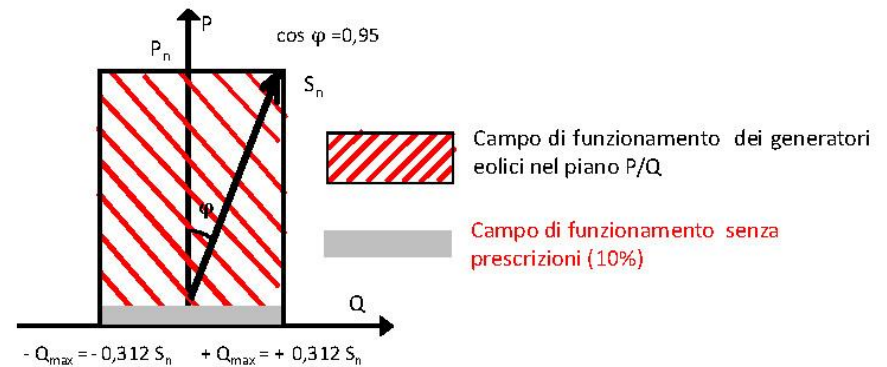
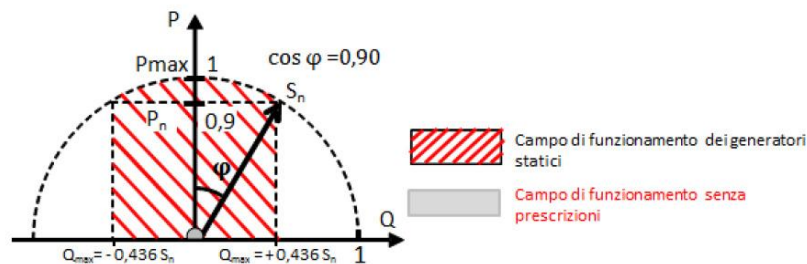


Figura 16 – Capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare).



Legenda:

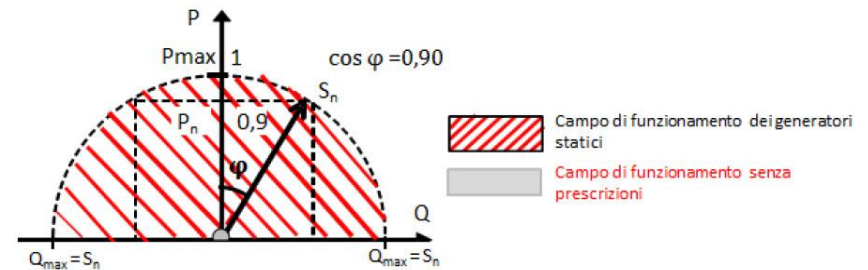
S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n

P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n

P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)

Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 17 – Capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata)



Legenda:

S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n

P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n

P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)

Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 18 – Capability per i generatori statici in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica semicircolare)

LOW VOLTAGE FAULT RIDE THROUGH

- Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione, l'impianto di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW deve essere in grado di soddisfare opportuni requisiti funzionali, che in letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo LVFRT.

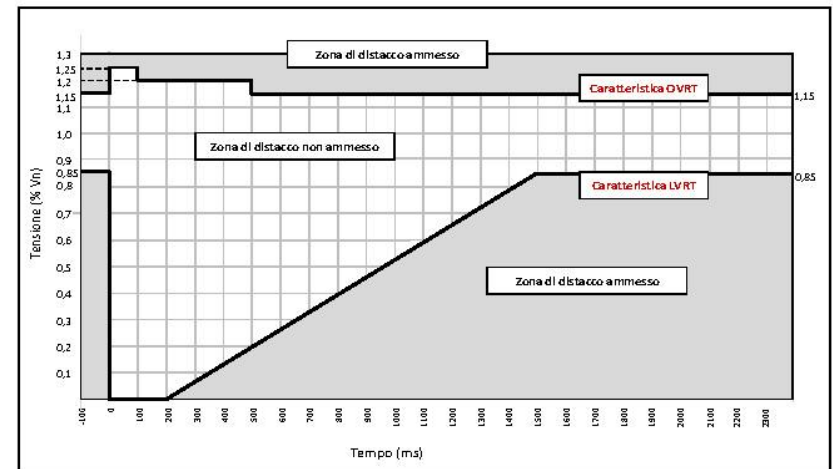
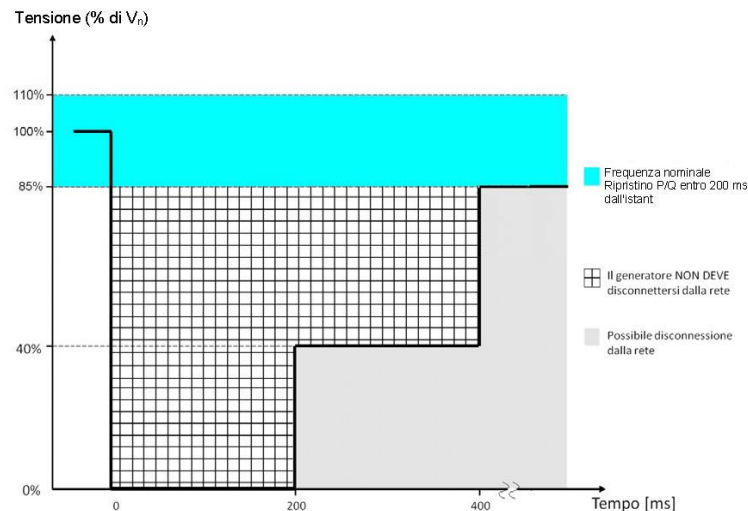


Figura 19 – Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per i generatori statici

LIMITAZIONE POTENZA

- La limitazione di potenza attiva iniettata in rete può essere attuata:
 - in maniera automatica, per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n
 - in maniera automatica in caso di transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione
 - su comando esterno proveniente dal Distributore

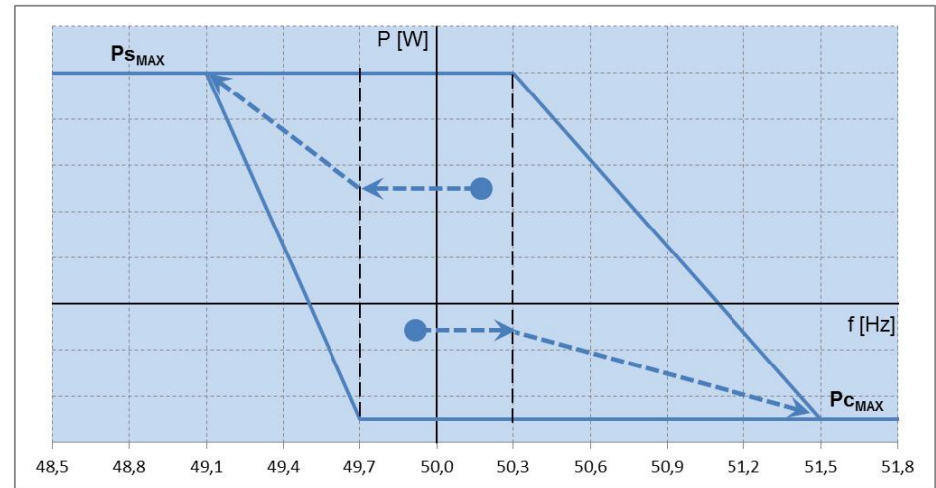


Figura 21-a – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza

E NELLA BT?

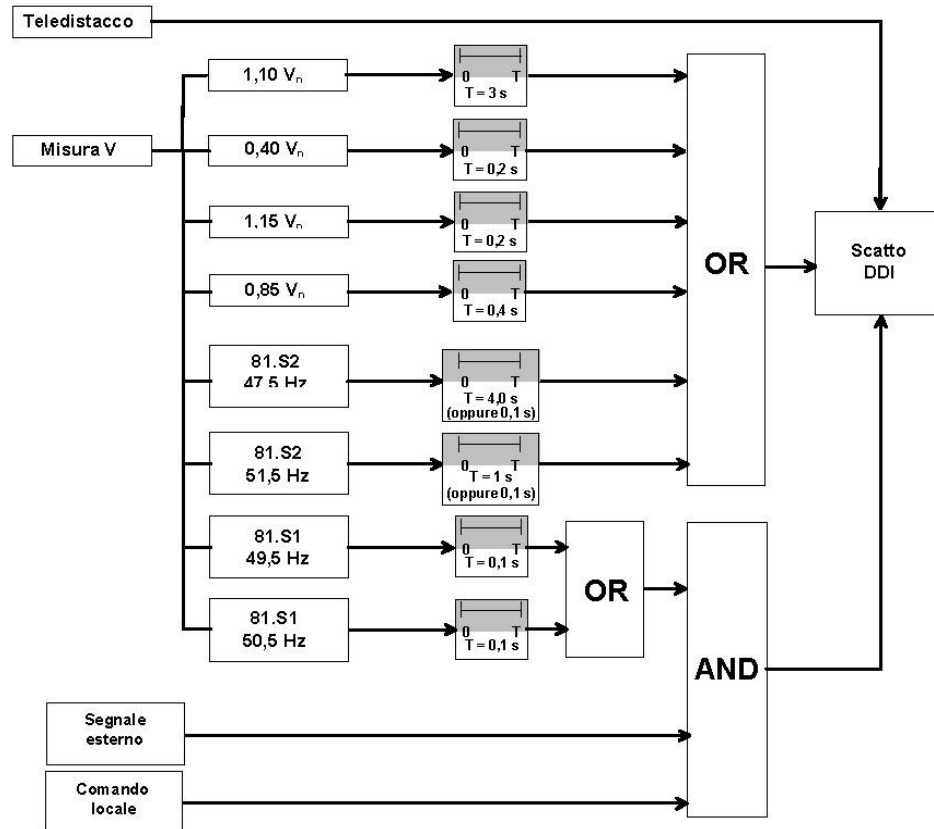
- Si premette che se il sistema di protezione di interfaccia è installato sul lato BT di un'utenza connessa alla rete MT, si applica la Norma CEI 0-16.
- Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), prevede le seguenti funzioni:
 - protezione di massima/minima frequenza;
 - protezione di massima/minima tensione;
 - capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850(51) finalizzati a presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
 - comando di tele scatto.



SPI BT

- Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.
- È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI.
- L'impiego di più SPI è ammesso, purché essi agiscano in logica OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).
- In deroga a quanto richiesto al precedente capoverso, per impianti di potenza complessiva fino a 20 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti, ciascuno con la propria PI, sprovvisi di funzionamento in OR. Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR.
- Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:
 - un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW;
 - un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW.

SCHEMA LOGICO



Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 V_n	≤3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 V_n	0,2 s
Minima tensione (27.S1) ^(*)	0,85 V_n	0,4 s
Minima tensione (27.S2) ^(*)	0,4 V_n	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 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §

(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.
 ** 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.
 *** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW.
 ◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 V_n , la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.
 § Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 15.

SMART METERING 87/2016/R/eel

- L'Autorità ha indicato dieci criteri di progettazione “a prova di futuro” (*future proof*), così riassumibili:
 - A. minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema;
 - B. massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntive;
 - C. separazione delle risorse di comunicazione per la telegestione e per la messa a disposizione dei dati ai clienti e terze parti designate dai clienti;
 - D. interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione dei dati a clienti e terze parti designate dai clienti;
 - E. intercambiabilità con sistemi di altri distributori di energia elettrica;
 - F. immunità in ambienti elettromagnetici perturbati;
 - G. multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati;
 - H. sicurezza informatica avanzata;
 - I. progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione;
 - J. minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione

FUNZIONALITA' ALTO LIVELLO

- Inoltre, nel documento di consultazione 416/2015/R/eel, l'Autorità ha indicato 38 requisiti funzionali, accorpati in relazione alle seguenti dieci funzionalità di alto livello:
 - 1. registrazione di grandezze continue (energia, potenza, tensione);
 - 2. registrazione di eventi (qualità del servizio, eventi contrattuali);
 - 3. acquisizione periodica delle grandezze registrate;
 - 4. telegestione e controllo del limitatore di potenza;
 - 5. configurabilità di alcuni parametri da parte dei venditori e parti designate;
 - 6. visualizzazione sul *display* locale;
 - 7. trasmissione dati al sistema di telegestione dell'impresa distributrice;
 - 8. **messa a disposizione dei dati al consumatore o parti designate;**
 - 9. gestione di allarmi;
 - 10. elevata raggiungibilità e riprogrammabilità dei misuratori da remoto

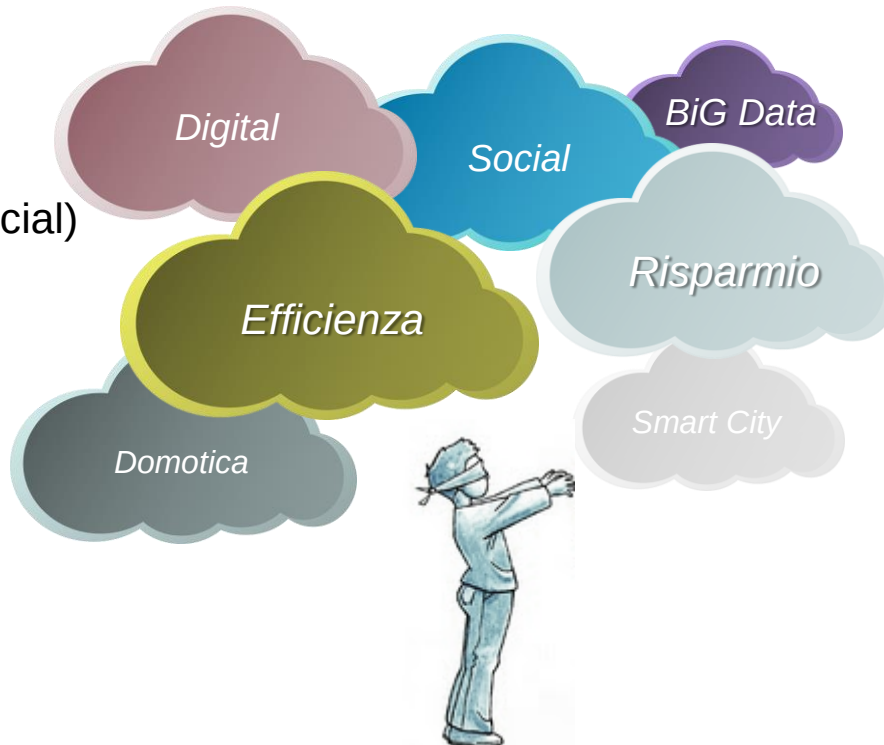
UN MARE DI RICOSTRUZIONI CONSUMI



Connessione di impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica:
evoluzione della regola tecnica nel tempo delle smart-grid e dello storage.

Il **Nuovo Mercato delle Commodities** in cui si muovono clienti e utilities è fatto di:

- ▶ Risparmio
- ▶ Efficienza Energetica
- ▶ Esperienze condivise (Social)
- ▶ Digital
- ▶ BiG Data
- ▶ Domotica (IoT)
- ▶ Smart Grid ⇒ Smart City

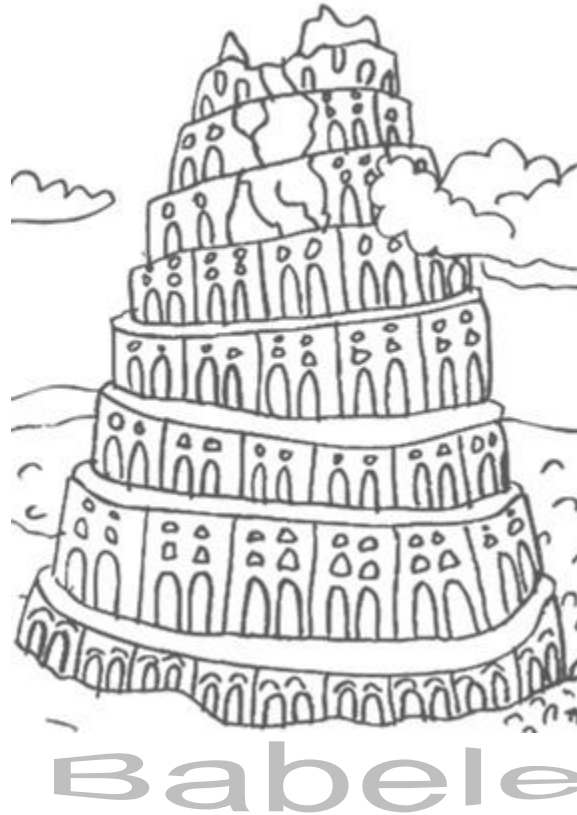


In un **contesto dalla crescente complessità** non è scontato raggiungere il punto di incontro tra chi usa e chi vende commodities infatti, in molti casi, il risultato si traduce in utenti non soddisfatti e utilities più povere.

ATTORI E I LORO BISOGNI

I Clienti:

- ▶ Vogliono **capire** il **costo della bolletta** e come fare a contenerlo
- ▶ **Non si fidano** del loro Fornitore
- ▶ Vogliono **conoscere** da dove nascono i **consumi**
- ▶ **Sono unici** e apprezzano i **Servizi** non le Forniture
- ▶ Vogliono essere **protagonisti e consapevoli** delle proprie azioni e autori del loro risparmio
- ▶ Vogliono investire e **fare Efficienza Energetica**



Le Utilities:

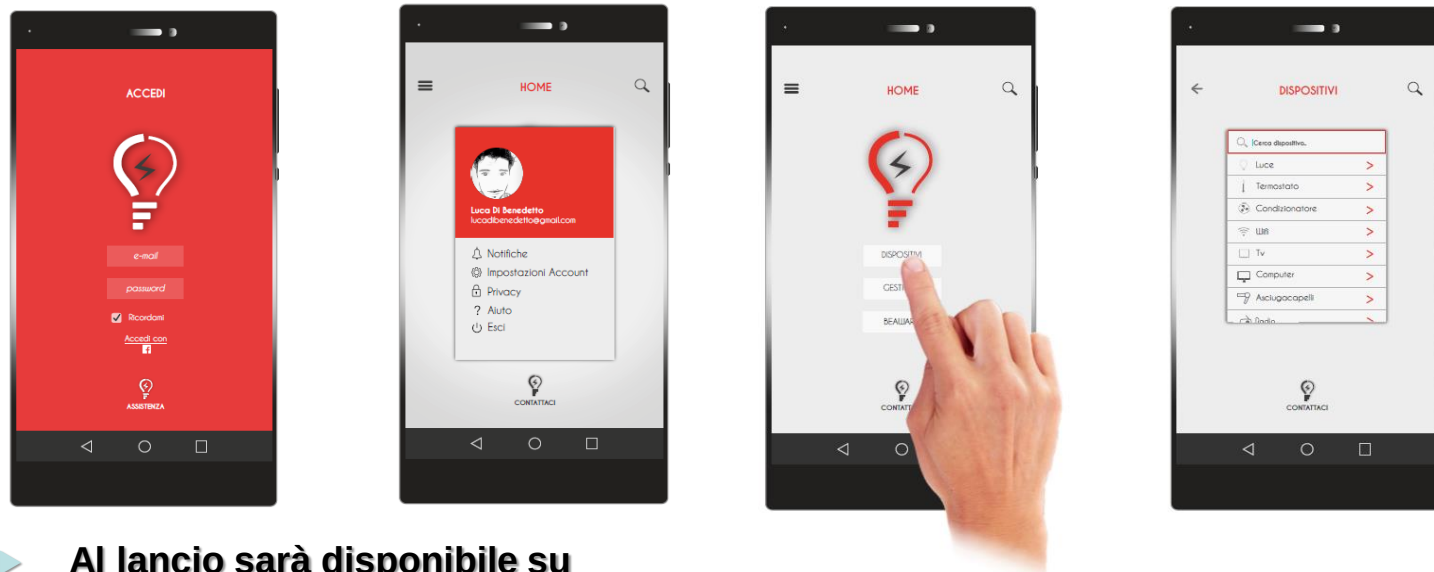
- ▶ Scontano gli elevatissimi oneri in bolletta imposti dallo Stato
- ▶ Sono costrette a Margini sempre più esigui
- ▶ Vorrebbero **conoscere i propri clienti** per diffondere cultura e informazione ma **non posseggono i dati**
- ▶ Vogliono **fidelizzare**, ma si affidano ad Agenzie non sempre cristalline
- ▶ Non riescono a ridurre i costi operativi di gestione (i.e. conguagli, gestione del **Credito**, Customer Relation Management, **Churn**, **Cost to Acquire**)
- ▶ Non sono ancora pronte a passare da vendita di **Commodity a Service**

I TOOL B.E.AWARE.: BE.HAVIOUR LA APP

- ▶ **Auto-diagnostica** e definizione del consumo elettrico ideale attraverso il DB comportamentale realizzato insieme all'Università 'Sapienza di Roma' sulla base di dati statistici di ENEA

'...dimmi chi sei e ti dirò quanto dovresti consumare.'

- ▶ **Tool di simulazione** scenari 'what if',
- ▶ Contenuti interattivi, link e **social** (condivisione delle proprie esperienze),
- ▶ **Efficiency Race Game**



- ▶ **Al lancio sarà disponibile su**

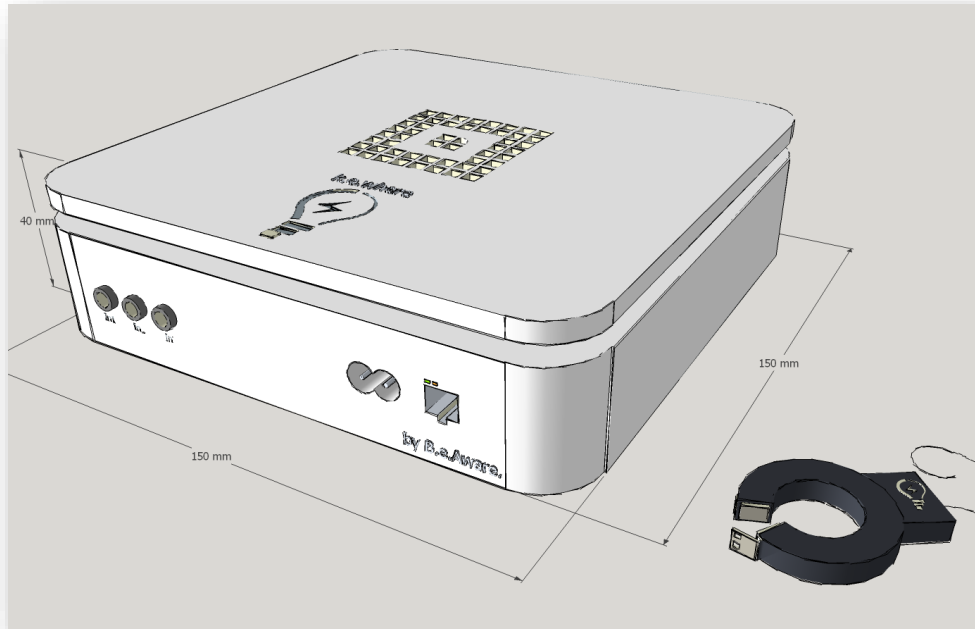


watchOS 2



I TOOL B.E.AWARE.: K.E.WHERE LO SMART METER

k.e.where (know energy where) **la nuova generazione di Smart Meter:**



- ▶ Tecnologia NILM (Non Intrusive Load Monitoring)
- ▶ Facile e sicuro da installare, si applica la clip (pinza amperometrica in dotazione) al quadro di casa
 - ▶ Protezione IP20 (solo per uso interno)
- ▶ Si alimenta da una normale presa elettrica (110V–250V, 50/60Hz, max 5W)
- ▶ Connessione di rete cablata/wireless (802.11 b/g/n 2,4GHz)
 - ▶ Protocolli di Sicurezza: WEP, WPA, WPA2
 - ▶ Comunicazioni: TCP/IP, SSL, DHCP, WPS
- ▶ Predisposto per la lettura dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico

Alla base dello SM troviamo un algoritmo in via di sviluppo da parte del Team del DIAEE (Università “Sapienza”) che si basa sulle cosiddette “energy signature”; vere e proprie impronte digitali degli apparecchi utilizzatori. Prelevata la misura di corrente e tensione al quadro generale di casa, le forme d'onda registrate, mediante un confronto con delle segnature prestabilite, l'algoritmo identifica l'accensione/spegnimento di un certo carico ed il relativo consumo. L'algoritmo, attualmente in fase di implementazione, sarà multi-scale ritenendo vincente la combinazione di diversi metodi di analisi (già identificati) insieme ad un decisore basato su intelligenza artificiale mediante reti neurali e logiche fuzzy.

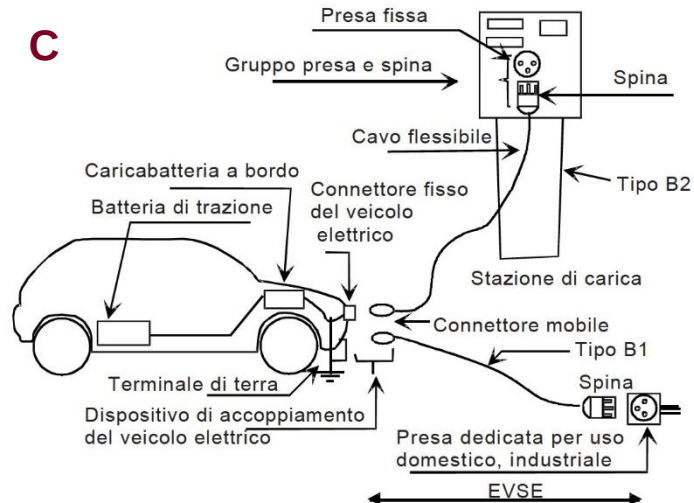
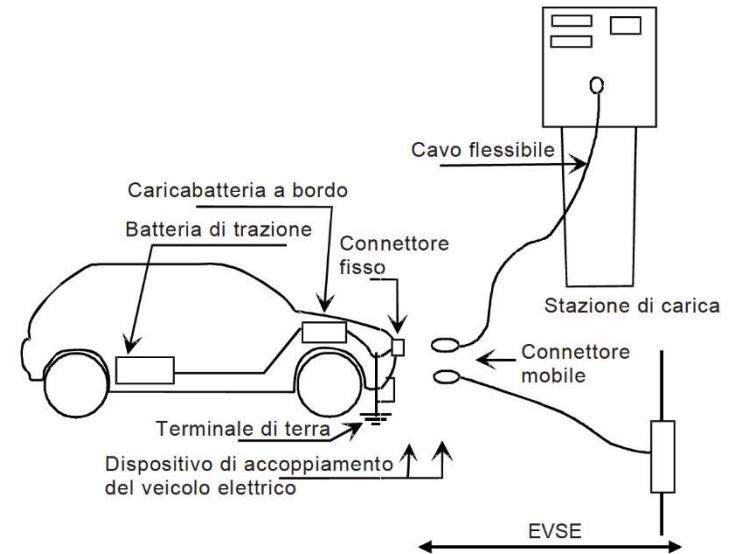
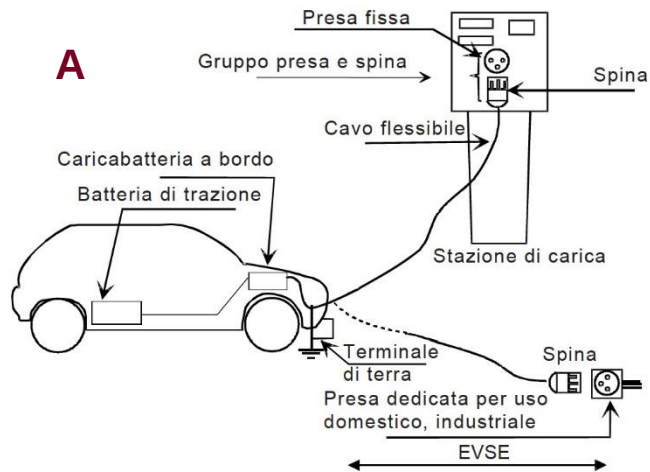
Titolo

Sistema di ricarica conduttiva dei veicoli elettrici

Parte 1: Prescrizioni generali

- **Modo 1:** connessione dell'EV alla rete di alimentazione in c.a. utilizzando gruppi presa-spina normalizzati fino a 16 A e a 250 V in c.a. monofase o 480 V in c.a. trifase sul lato dell'alimentazione, e utilizzando conduttori di potenza e di terra di protezione.
- **Modo 2:** connessione dell'EV alla rete di alimentazione fino a 32 A e 250 V in c.a. monofase o 480 V in c.a. trifase mediante gruppi presa-spina monofase o trifase normalizzati, e utilizzando conduttori di fase e di protezione insieme con una funzione pilota e un sistema di protezione delle persone contro la scossa elettrica (RCD) tra l'EV e la spina o il dispositivo di controllo sul cavo. Il dispositivo di controllo sul cavo deve essere posto entro 0,3 m dalla spina o dall'EVSE oppure nella spina.
- **Modo 3:** connessione diretta dell'EV alla rete di alimentazione in c.a. utilizzando EVSE dedicati, nei quali la funzione di controllo pilota si estende all'apparecchiatura di controllo nell'EVSE collegata in permanenza alla rete di alimentazione in c.a.
- **Modo 4:** connessione dell'EV alla rete di alimentazione in c.a. utilizzando un caricabatteria esterno (a terra) nel quale la funzione di controllo pilota si estende all'apparecchiatura collegata in permanenza alla rete di alimentazione in c.a.

TIPI DI CONNESSIONE



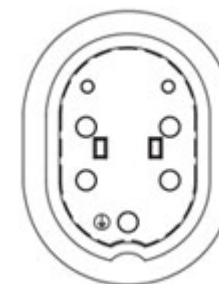
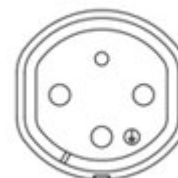
Connettori in:

Titolo

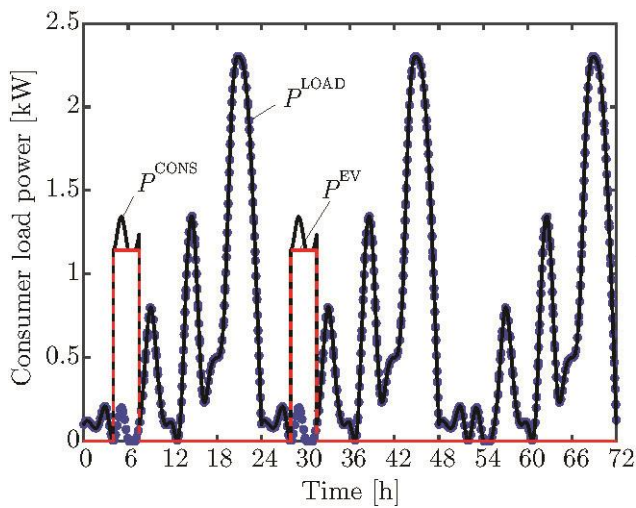
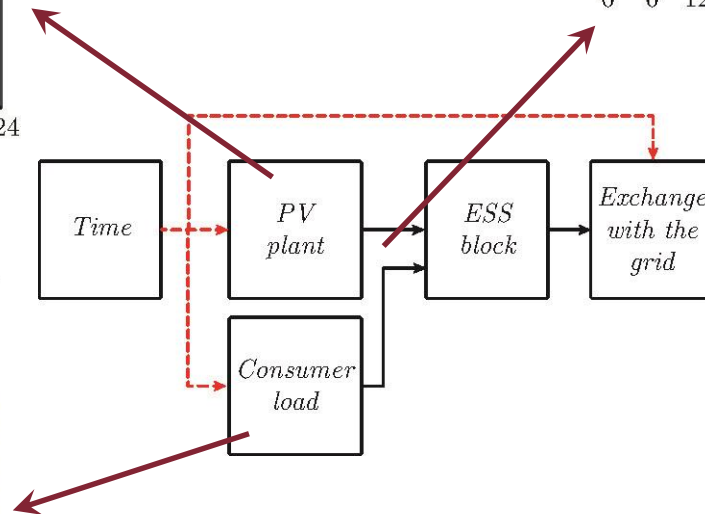
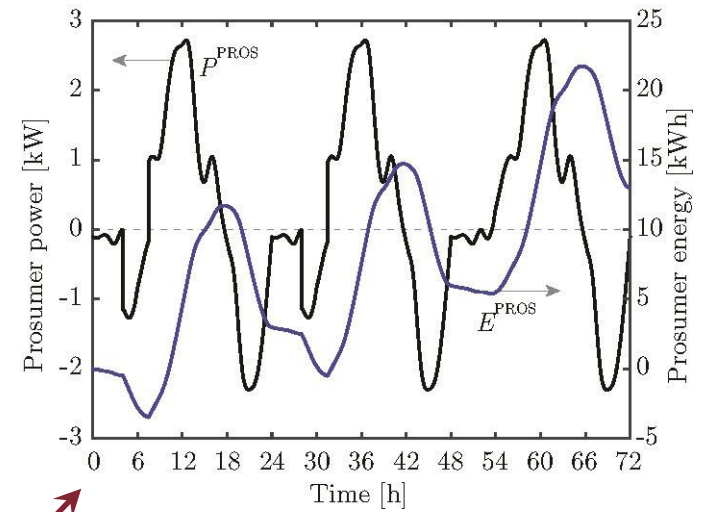
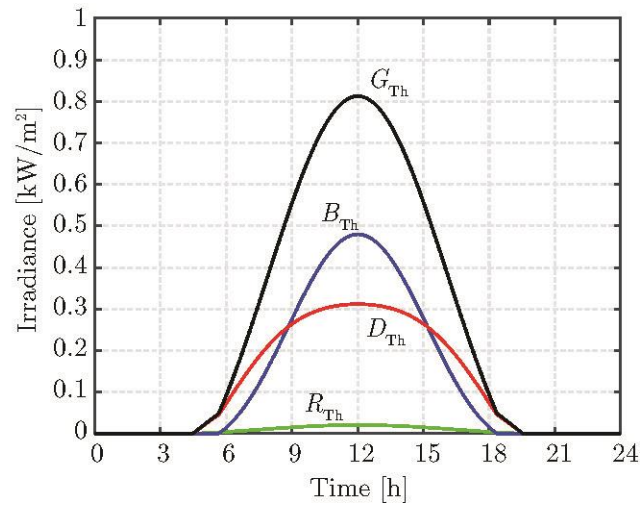
Spine, prese fisse, connettori mobili e fissi per veicoli - Carica conduttiva dei veicoli elettrici

Parte 2: Compatibilità dimensionale e requisiti di intercambiabilità di attacchi a spina e alveoli per corrente alternata

- Per quanto riguarda il Modo 3, considerato al momento il modo più diffuso, sempre lo IEC ha standardizzato i connettori di collegamento tra colonnina e veicolo prevedendo l'utilizzo di 4 tipi differenti:
 - Tipo 1 per collegamenti monofase fino a 32A e 250 VAc
 - Tipo 2 per collegamenti monofase fino a 16 A e 250 VAc o trifase fino a 63A e 480VAc.
 - Tipo 3a per collegamenti monofase fino a 16 A e 250 VAc
 - Tipo 3c per collegamenti monofase fino a 16 A e 250 VAc o trifase fino a 63A e 480VAc.



EFFETTO DELL'ACCUMULO



EFFETTO DELL'ACCUMULO

