



Emilia - Romagna
Albo delle
Imprese Elettriche Qualificate

**Interventi sugli impianti fotovoltaici
per garantire la sicurezza
del Sistema Elettrico Nazionale**

CNA Bologna – 8 ottobre 2012

Il sistema elettrico nazionale SEN

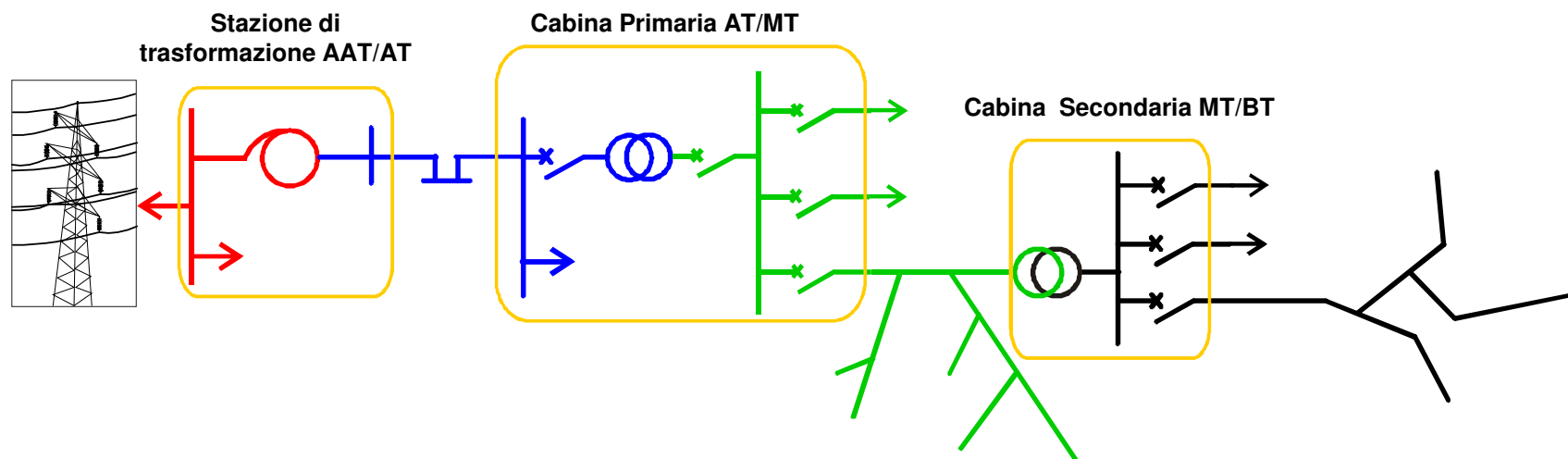
Il sistema elettrico nazionale è completamente interconnesso mediante la rete elettrica a quattro livelli di tensione

**Rete di
Trasmissione
Nazionale
AAT 380 kV**

**Rete di
Alta Tensione
AT 120-150 kV**

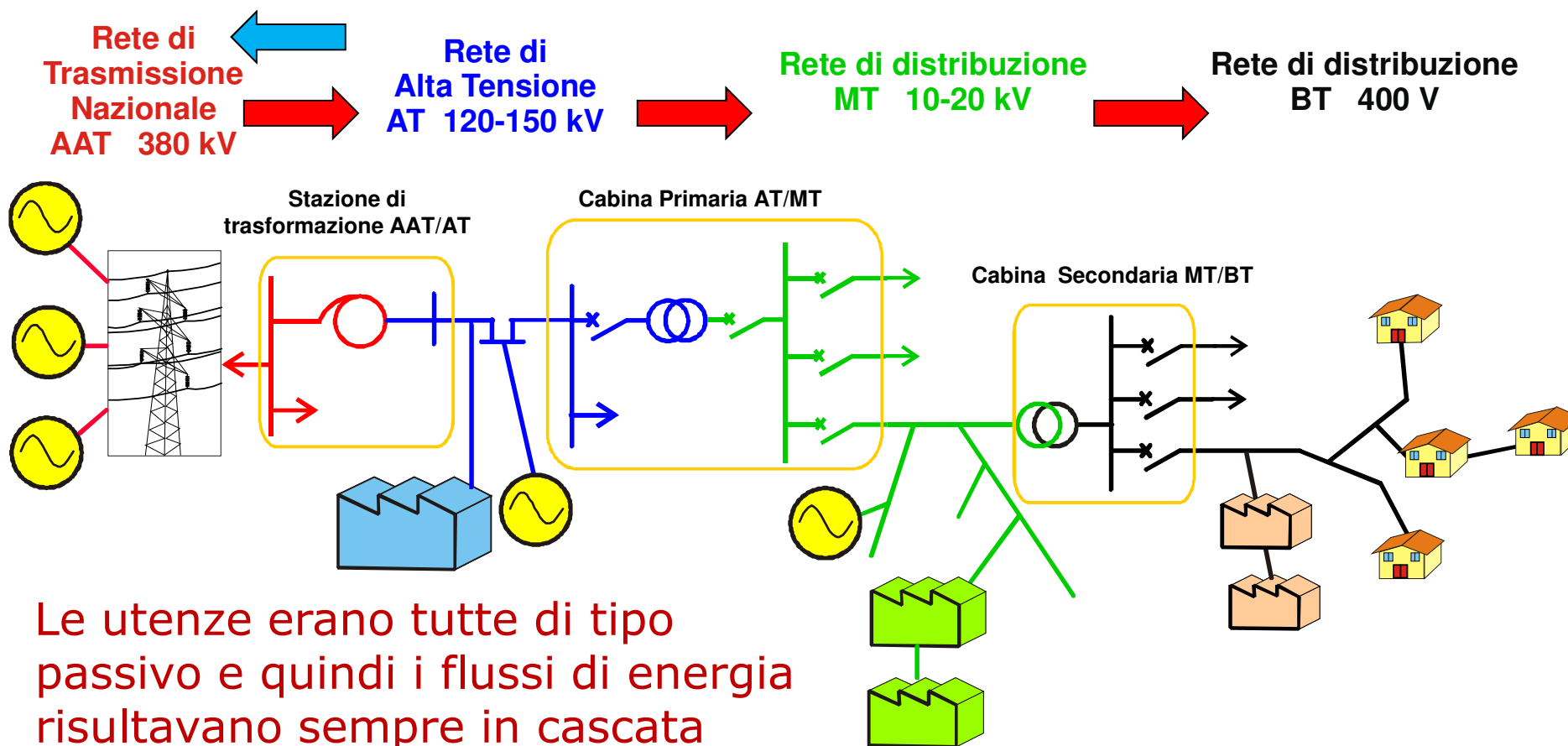
**Rete di distribuzione
MT 10-20 kV**

**Rete di distribuzione
BT 400 V**



Il sistema elettrico

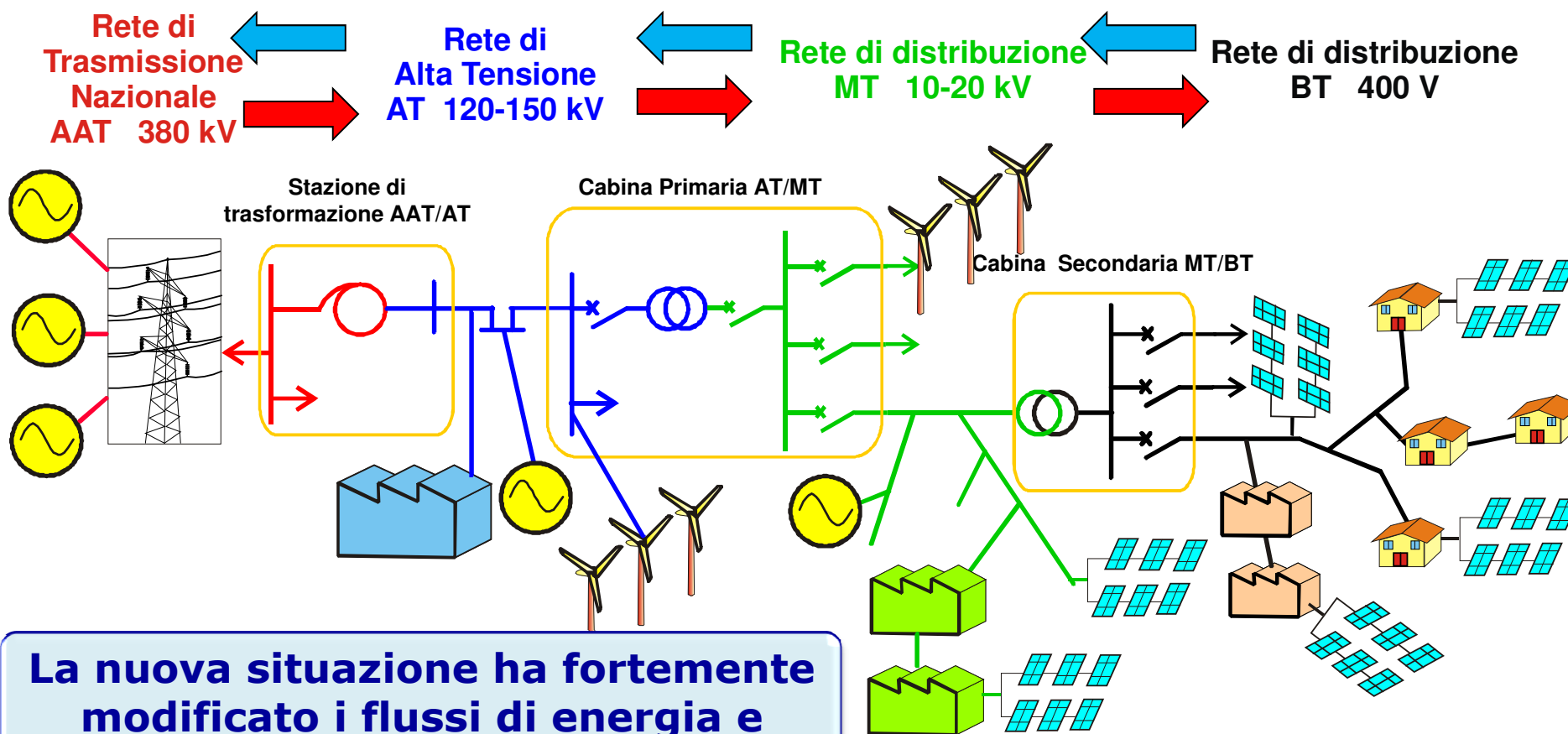
Fino a qualche anno fa, la produzione di energia elettrica era costituita quasi esclusivamente da grandi centrali connesse prevalentemente alla rete AAT e AT, con pochi produttori in MT



Le utenze erano tutte di tipo passivo e quindi i flussi di energia risultavano sempre in cascata dall'AT alla BT

Il sistema elettrico

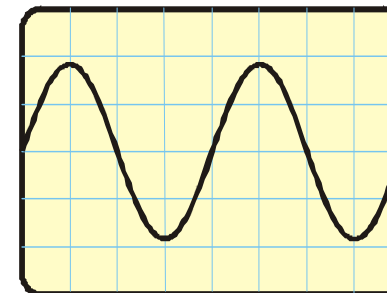
Gli ultimi anni hanno visto un rapidissimo incremento della Generazione Diffusa sulla rete MT e BT, quasi tutta da fonti rinnovabili non programmabili



La nuova situazione ha fortemente modificato i flussi di energia e richiede nuove strategie di sviluppo e regolazione della rete

⇒ Il sistema elettrico richiede un costante equilibrio fra la produzione e la domanda di energia perché, al momento, la rete non dispone di sistemi di accumulo dell'energia

⇒ La principale grandezza che determina l'equilibrio e la stabilità del sistema è la frequenza di rete, che deve rimanere sempre costante al valore di 50 Hz



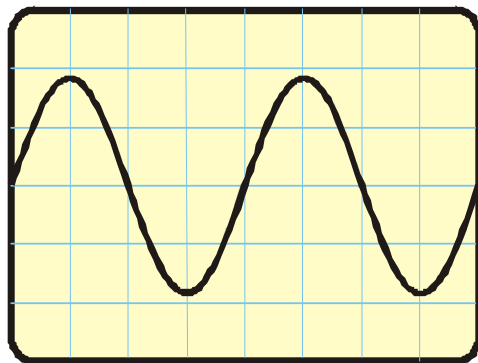
⇒ Le centrali di produzione cosiddette regolanti (con generatore rotante e fonte primaria regolabile) hanno la possibilità di regolare la frequenza entro certi limiti



⇒ Se l'alternatore tende ad accelerare, perché nella rete è diminuito il prelievo di energia, il regolatore diminuisce la potenza della fonte primaria

⇒ Se l'alternatore tende a rallentare, perché la rete aumenta il prelievo di energia, il regolatore aumenta la potenza primaria

La frequenza di rete è praticamente uguale in tutto il paese, perché abbiamo visto che la rete elettrica è tutta interconnessa



- ⇒ Se tutti i gruppi di generazione hanno il regolatore al massimo, e ancora la frequenza tende a diminuire, sarà necessario avviare un'altra centrale, oppure acquistare energia dall'estero, per compensare la mancanza interna
- ⇒ Al contrario, se tutti i gruppi di generazione hanno il regolatore al minimo, per compensare l'eccessivo aumento di frequenza, sarà necessario fermare qualche centrale

**La gestione di questi flussi di energia si chiama
DISPACCIAMENTO e viene svolto da TERNA**

⇒ Tutti gli impianti di produzione in parallelo alla rete pubblica, devono disporre di un sistema di protezione di interfaccia (SPI) che garantisca la piena compatibilità tra l'impianto di produzione e la rete in tutte le situazioni che si possono verificare

- ⇒ Esercizio normale
- ⇒ Guasti a monte del punto di connessione
- ⇒ Guasti a valle del punto di connessione
- ⇒ Messa fuori tensione per lavori sulla rete
- ⇒ Ricerca guasti

⇒ Le regole tecniche di connessione sono stabilite dalle norme CEI 0-16 per la MT e CEI 0-21 per la BT

⇒ Le soglie di regolazione della frequenza molto restrittive stabilite in Italia (49,7÷50,3 Hz per la MT) sono quelle che si sono rivelate più critiche ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale

**Per questo motivo
TERNA ha proposto
all'Autorità l'Allegato
A70 che, tra l'altro,
allarga l'intervallo delle
soglie di frequenza a
47,5 ÷ 51,5 Hz**

La sicurezza del sistema elettrico nazionale



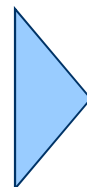
⇒ L'immissione in rete della produzione da fonte **rinnovabile non programmabile**, diminuisce la capacità regolante della rete

⇒ Oggi la potenza immessa in rete dagli impianti non programmabili è di circa **22 GW** (15 fotovoltaico + 7 eolico)



⇒ **Massimo di domanda 2011**
56,5 GW (13 luglio ore 12)
⇒ **Minimo di domanda 2011**
21,5 GW (24 aprile ore 6)

⇒ In condizioni di basso prelievo e alta produzione fotovoltaica (ad es. nel mese di agosto con gli stabilimenti chiusi), la capacità regolante potrebbe risultare insufficiente e, di conseguenza, la frequenza di rete tenderebbe ad aumentare

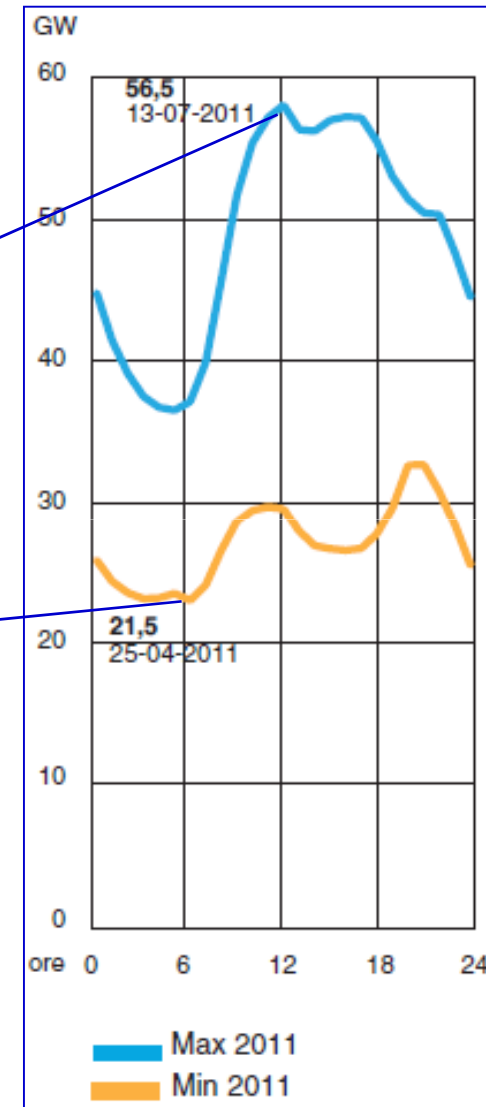


Con le vecchie tarature, se la frequenza aumentasse fino a 50,3 Hz, tutti i produttori eolici e fotovoltaici (MT) si disconnetterebbero automaticamente e improvvisamente (per lo scatto della protezione di massima frequenza) e si determinerebbe una reazione a catena fino ad un possibile **blackout** nazionale

Curve giornaliere 2011

Massimo di domanda 2011
56,5 GW (13 luglio ore 12)

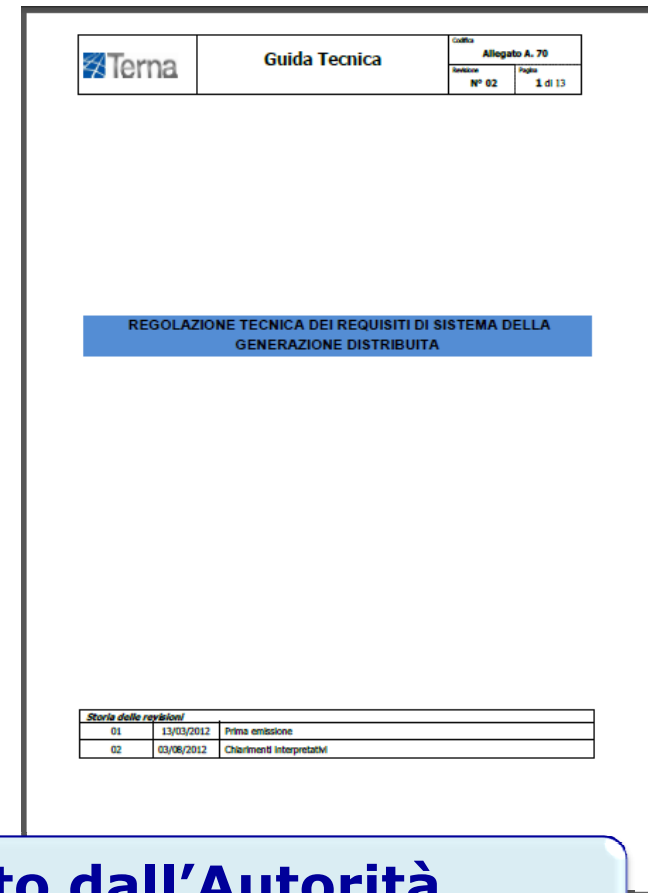
Minimo di domanda 2011
21,5 GW (24 aprile ore 6)



Fonte: Terna

L'allegato A70 di Terna

- ⇒ Con lettera del 29 luglio 2011 Terna comunica all'Autorità le potenziali criticità di esercizio della rete che si sarebbero potute manifestare nel mese di agosto
- ⇒ L'Autorità avvia quindi le iniziative per approfondire le criticità e per individuare le possibili soluzioni
- ⇒ Infine Terna predispone il documento tecnico **Allegato A70 al codice di rete** che prescrive le condizioni essenziali per la connessione degli impianti alla rete



L'allegato A70 è stato approvato dall'Autorità il 9 marzo 2012 con la delibera AEEG 84/2012 (poi modificata dalle delibere 165/2012 e 344/2012) che stabilisce le tempistiche e le modalità applicative per gli impianti nuovi e per quelli esistenti

L'allegato A70 di Terna

- ⇒ Le prescrizioni dell'Allegato A70 riguardano il sistema di protezione di interfaccia SPI e gli inverter
- ⇒ I nuovi requisiti si applicano in modo differenziato per i nuovi impianti e per gli impianti esistenti

			Modalità di applicazione dell'allegato A70
Impianti nuovi entrati in esercizio dopo il 31 marzo 2012			Applicazione immediata dal 1° aprile 2012 ma a passi progressivi
Impianti esistenti entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012	Connessi alla rete BT		Non si applica ma in caso di sostituzione dell'inverter o del SPI, si devono installare dispositivi conformi alle nuove regole
	Connessi alla rete MT	$P \leq 50 \text{ kW}$	
		$P > 50 \text{ kW}$	Applicazione parziale solo paragrafi 5 e 8

L'allegato A70 di Terna

Modalità ai applicazione dell'allegato A70 per gli **impianti nuovi**

	Dal 1° aprile al 30 giugno 2012	Dal 1° luglio al 31 dicembre 2012	Dal 1° gennaio 2013
MT	Applicazione dei paragrafi 5 e 8	Applicazione integrale	Applicazione integrale e conformità ai sensi della norma CEI 0-16 (MT) o della norma CEI 0-21 (BT)
BT	Applicazione del paragrafo 5	Applicazione integrale eccetto l'insensibilità agli abbassamenti di tensione LVFRT (par. 7.2.1)	

- ⇒ La norma CEI 0-21 seconda edizione tiene già conto dei requisiti di A70
- ⇒ La norma CEI 0-16 dovrà essere modificata

I requisiti dell'allegato A70 – Par. 5

⇒ Campo di funzionamento
in relazione alle
variazioni di tensione

**Questa prescrizione non
comporta variazioni per
gli impianti esistenti**

Gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT o BT per valori compresi nell'intervallo
 $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$

⇒ Campo di funzionamento
in relazione alle
variazioni di frequenza

Gli impianti devono essere in grado di rimanere connessi alla rete permanentemente per valori di frequenza tra
 $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

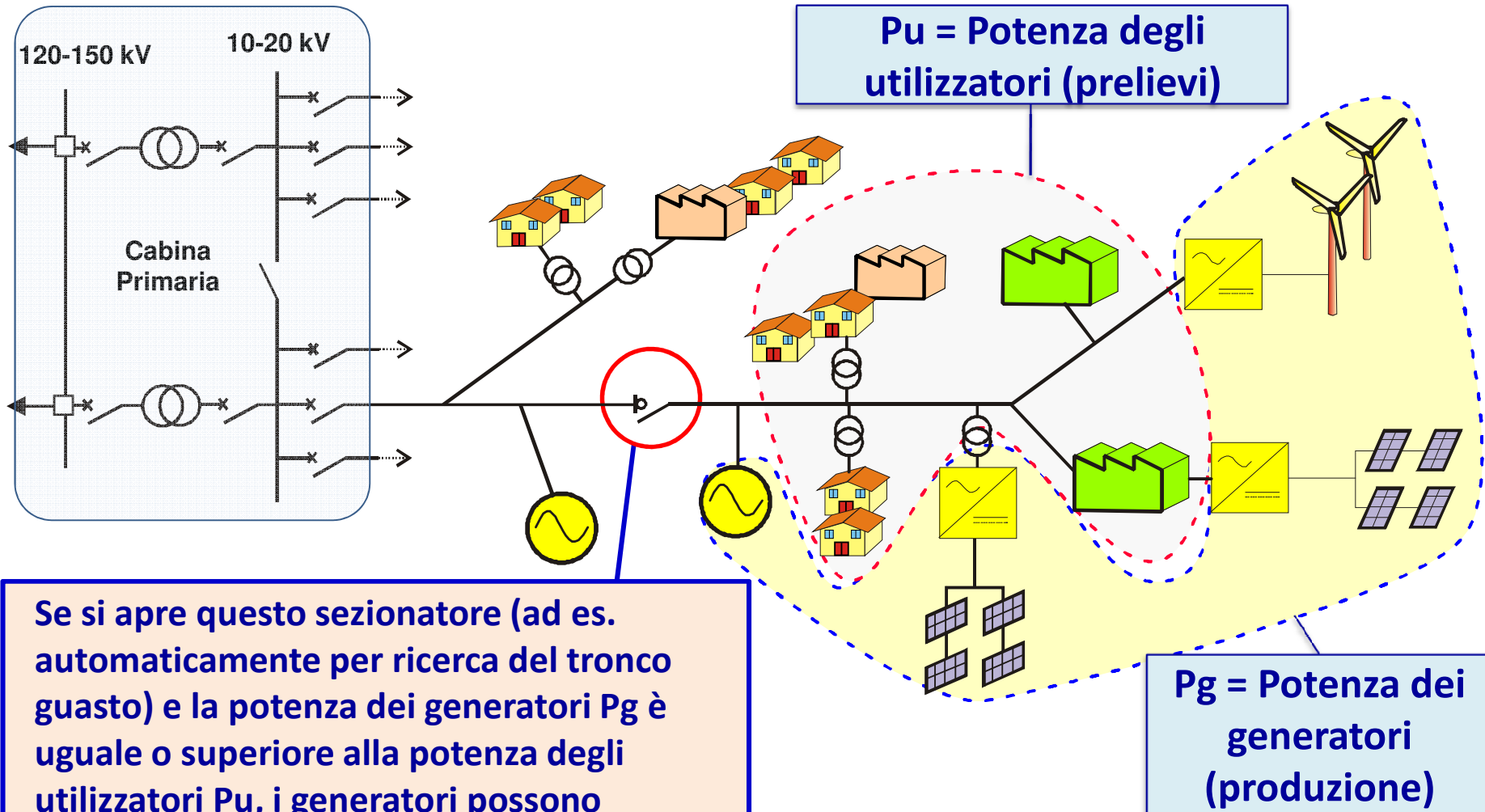
**Questa prescrizione, ritenuta indispensabile per la
sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale,
entra in conflitto con le esigenze di esercizio delle
Imprese Distributrici**

I requisiti dell'allegato A70 – Par. 5

Nuove soglie di frequenza richieste dall'Allegato A70	Precedenti soglie di frequenza
$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$	$49,7 \text{ Hz} \leq f \leq 50,3 \text{ Hz (MT)}$ $49,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,5 \text{ Hz (BT)}$

- ⇒ Le nuove soglie di frequenza richieste dall'Allegato A70 potrebbero determinare il fenomeno cosiddetto di **"isola indesiderata"** nella rete di distribuzione MT o BT
- ⇒ L'isola indesiderata si può determinare quando la potenza dei generatori connessi ad un tronco di linea MT o BT è in grado di alimentare gli utenti allacciati al medesimo tronco in caso di messa fuori tensione della linea per guasto o per ricerca guasti o per messa fuori tensione per lavori

I fenomeno dell'isola indesiderata



Se si apre questo sezionatore (ad es. automaticamente per ricerca del tronco guasto) e la potenza dei generatori P_g è uguale o superiore alla potenza degli utilizzatori P_u , i generatori possono mantenere regolata la frequenza e quindi non si distaccano, mantenendo in tensione il tronco di linea interessato

I requisiti dell'allegato A70 – Par. 8

Per rendere compatibili tra loro le diverse esigenze di Terna e delle imprese distributrici, sono state ideate soluzioni differenziate per la MT e la BT

Soluzione MT

- ⇒ Normalmente sono attive le soglie di frequenza permissive ($47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$)
- ⇒ In caso di guasti locali sulla rete di distribuzione, interviene un "relè di sblocco voltmetrico" che attiva automaticamente la soglia restrittiva ($49,7 \text{ Hz} \leq f \leq 50,3 \text{ Hz}$)

Soluzione BT

Due soglie selezionabili manualmente, *oppure tramite telesegnalazione di guasto in MT oppure teledistacco (queste due opzioni devono essere applicate dai Distributori e non sono ancora operative)*:

- ⇒ Normalmente sono attive le soglie di frequenza permissive ($47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$)
- ⇒ Il Distributore potrà chiedere la deroga a Terna per poter attivare le soglie restrittive ($49,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,5 \text{ Hz}$) quando c'è la possibilità di "isola indesiderata"

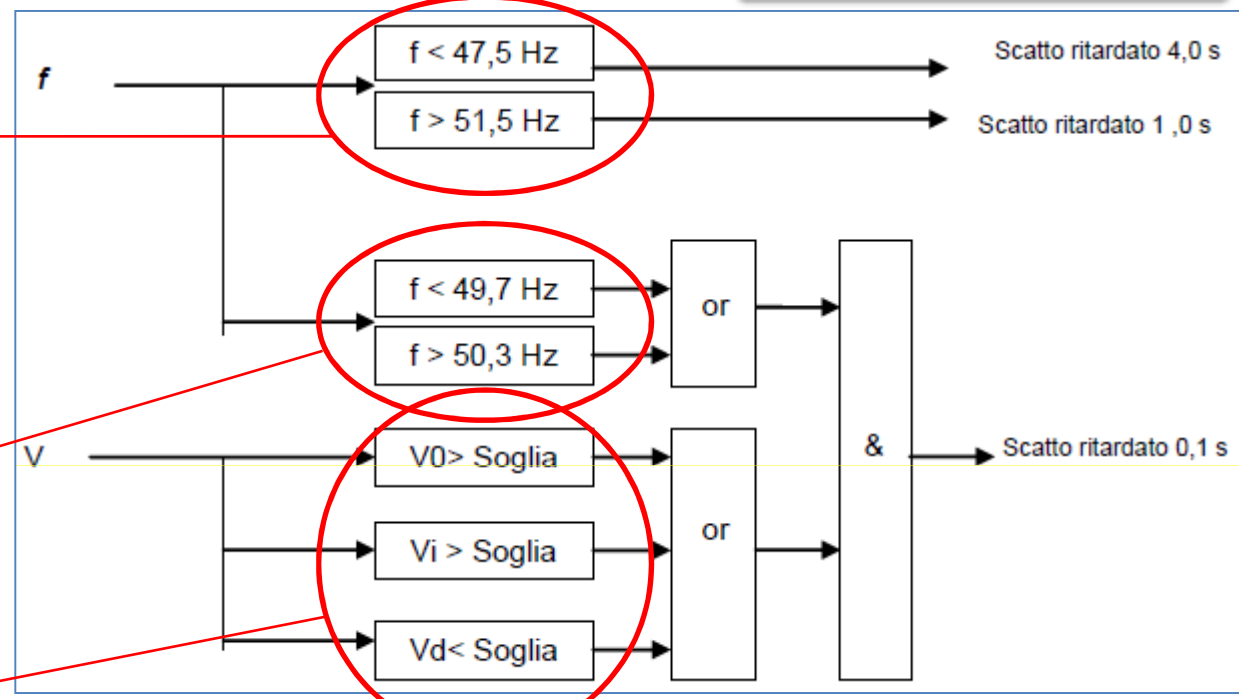
I requisiti dell'allegato A70 – Par. 8

Logica del relè di sblocco voltmetrico

Soluzione MT

Normalmente sono abilitate le soglie di frequenza permissive

Le soglie restrittive sono abilitate dal relè di sblocco voltmetrico

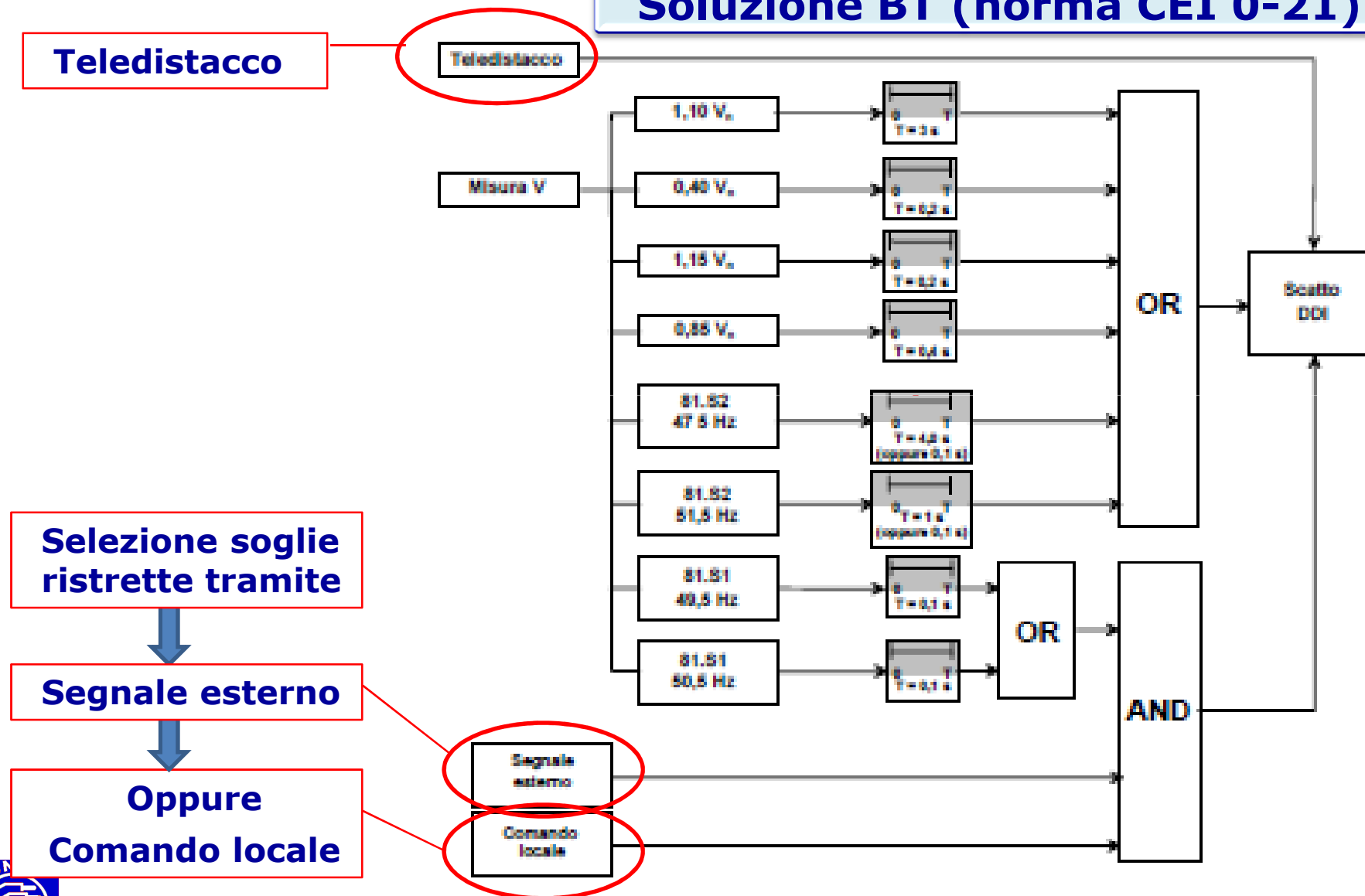


Relè di sblocco voltmetrico costituito da:

- ⇒ Relè di massima tensione omopolare V0(59N) per il rilevamento dei guasti monofase a terra
- ⇒ Relè di massima tensione di sequenza inversa Vi (50INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra
- ⇒ Relè di minima tensione di sequenza diretta Vd (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase e bifase isolati da terra

I requisiti dell'allegato A70 – Par. 8

Soluzione BT (norma CEI 0-21)



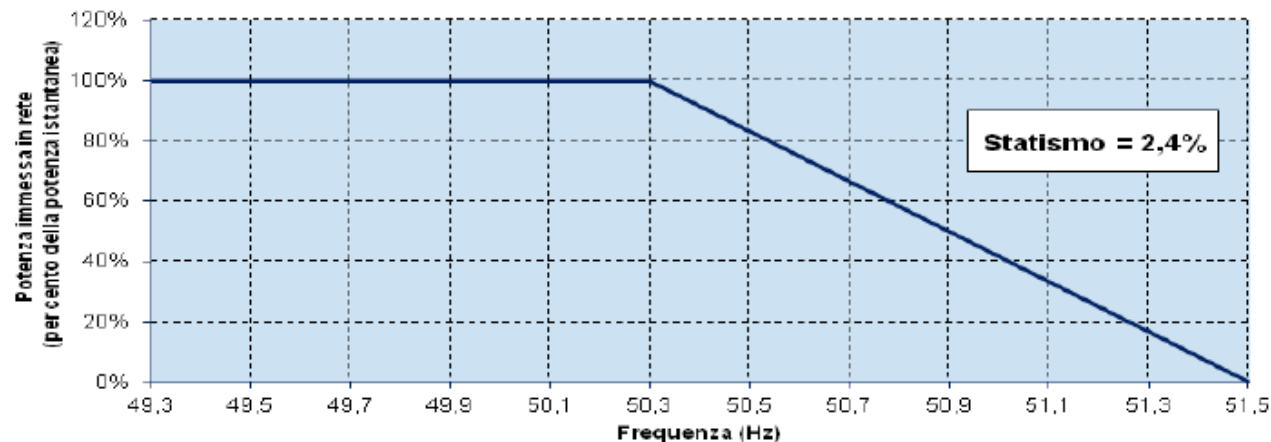
I requisiti dell'allegato A70 – Par. 7

Capacità di
regolazione
della
potenza
immessa in
rete



Agli impianti di produzione statici
(fotovoltaici oppure eolici con inverter)
connessi alla rete MT e BT viene richiesta la
capacità di regolare la potenza immessa in
rete al fine di ridurre i transitori di
frequenza:

- ⇒ Riduzione della potenza immessa in rete in caso di sovralfrequenza
- ⇒ Inserimento graduale della potenza immessa in rete in caso di ripresa del servizio
- ⇒ Avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete



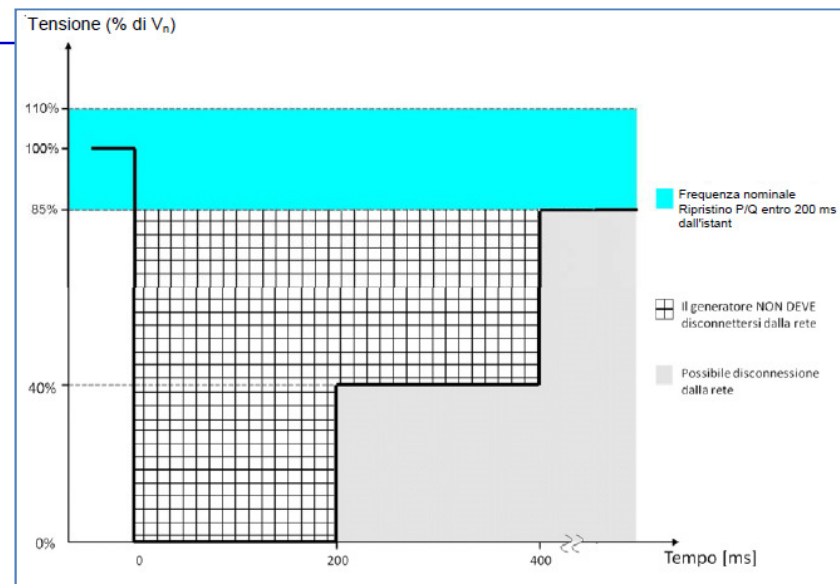
I requisiti dell'allegato A70 – Par. 7

Insensibilità agli abbassamenti di tensione

Gli impianti di produzione statici connessi alla rete MT e BT ≥ 6 kVA non si devono disconnettere istantaneamente durante i brevi abbassamenti di tensione che si verificano a seguito di cortocircuiti sulla rete

⇒ Il campo di insensibilità viene definito da una curva tempo-durata degli abbassamenti, definita dall'acronimo **LVFRT** (Low Voltage Fault Ride Through) nel par. 7.2.1 dell'allegato A70 e nell'art. 8.5.1 della norma CEI 0-21

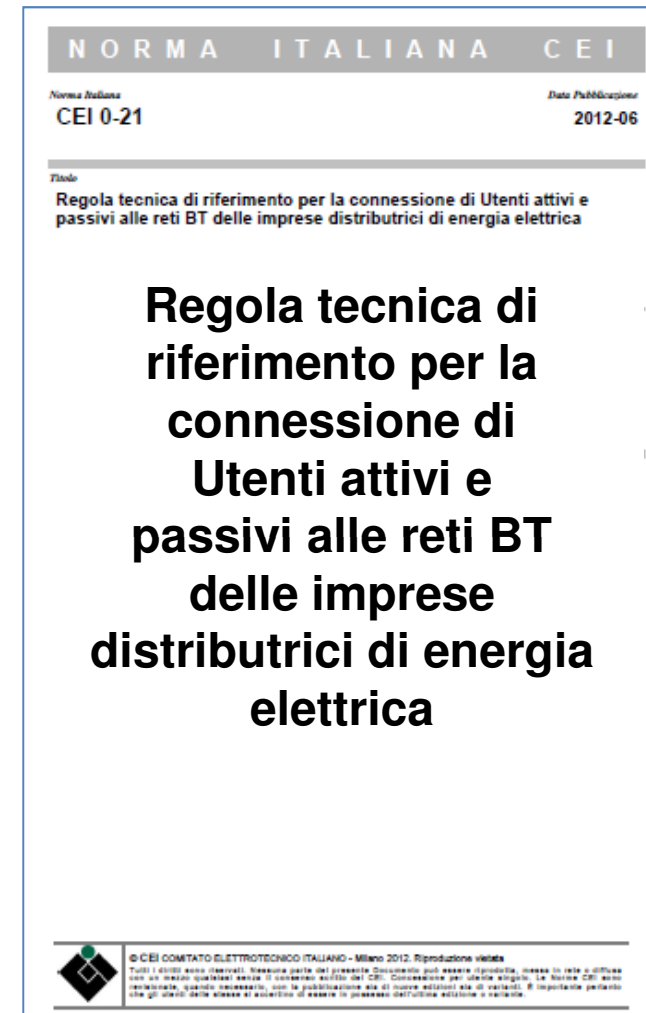
Fino al 31/12/2012 questa funzione non viene richiesta per gli impianti BT



Norma CEI 0-21: ulteriori prescrizioni

La norma CEI 0-21 seconda edizione, oltre a tener già conto dei requisiti richiesti dall'Allegato A70, prescrive ulteriori caratteristiche per gli inverter

- ⇒ Immissione di potenza reattiva induttiva e capacitiva allo scopo di regolazione della tensione (logica locale) o da controllo remoto (servizio di rete)
- ⇒ Possibilità di asservimento a una regolazione centralizzata con segnali esterni erogati dal Distributore (> 6 kW)
- ⇒ Limitazione della potenza attiva sia in modo automatico, sia su comando esterno del Distributore



Il servizio di rete sarà oggetto di regolazione da parte di AEEG

Adeguamento degli impianti esistenti

- ⇒ L'adeguamento obbligatorio degli impianti **esistenti al 31 marzo 2012** è previsto solamente per gli impianti di potenza **superiore a 50 kW connessi alla rete MT**
- ⇒ La data ultima per l'adeguamento è il **31 marzo 2013**

⇒ L'adeguamento consiste nell'applicazione dei paragrafi 5 e 8 dell'allegato A70

In pratica si dovrà:

- ⇒ Sostituire, oppure modificare/riprogrammare, la protezione di interfaccia (PI)
- ⇒ Ove non già presenti, installare i 3 TV collegati a triangolo aperto (oppure i sensori di tensione) per la rilevazione della tensione omopolare
- ⇒ Verificare che le prestazioni degli inverter siano rispondenti al nuovo campo di frequenza, altrimenti effettuare i necessari interventi di regolazione/riprogrammazione
- ⇒ Sottoscrivere e inviare all'impresa distributrice il nuovo regolamento di esercizio e la documentazione tecnica richiesta

Adeguamento degli impianti esistenti

I Distributori dovranno inviare un ultimo sollecito almeno 3 mesi prima della scadenza (31 marzo 2013) ed effettuare un sopralluogo per una verifica dell'adeguamento (il Distributore viene remunerato 200 euro per ogni sopralluogo)

La sospensione degli incentivi in caso di mancato adeguamento è stabilita dal DM 5 luglio 2012 (5° conto energia) e dalla delibera applicativa 344/2012

- ⇒ Nel caso in cui il sopralluogo abbia esito negativo, l'impresa distributrice è tenuta ad inviare un sollecito al produttore
- ⇒ Qualora l'impianto non venga adeguato entro 90 giorni dal sollecito, il Distributore ne dà comunicazione al produttore e **al GSE e quest'ultimo sospende l'erogazione degli incentivi fino all'adeguamento dell'impianto**
- ⇒ **L'erogazione degli incentivi verrà ripristinata dopo la comunicazione di adeguamento da parte del produttore** (mediante invio di dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà) **e del sopralluogo con esito positivo da parte del Distributore** (da effettuarsi entro 40 giorni dal ricevimento della comunicazione di adeguamento)

Adeguamento degli impianti esistenti

⇒ Le nuove funzioni richieste, rendono necessaria la sostituzione o modifica o riprogrammazione della Protezione di Interfaccia

⇒ Inoltre, per il rilevamento della massima tensione omopolare, è necessario che l'impianto sia provvisto di tre trasformatori di tensione (TV in cabina MT, collegati a triangolo aperto)

⇒ L'installazione di TV in cabina MT costituisce generalmente un intervento invasivo, oltre che oneroso
⇒ In alternativa si possono installare sensori di tensione omologati

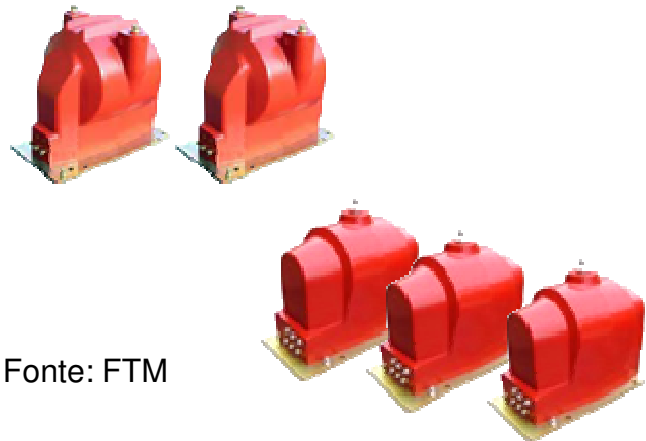
⇒ Il relè di massima tensione omopolare era previsto prima dell'entrata in vigore della Guida CEI 82-25 2ª edizione (1 febbraio 2009)

Gli impianti costruiti prima di tale data sono normalmente già provvisti dei tre TV, quelli costruiti dopo non hanno (di norma) i TV

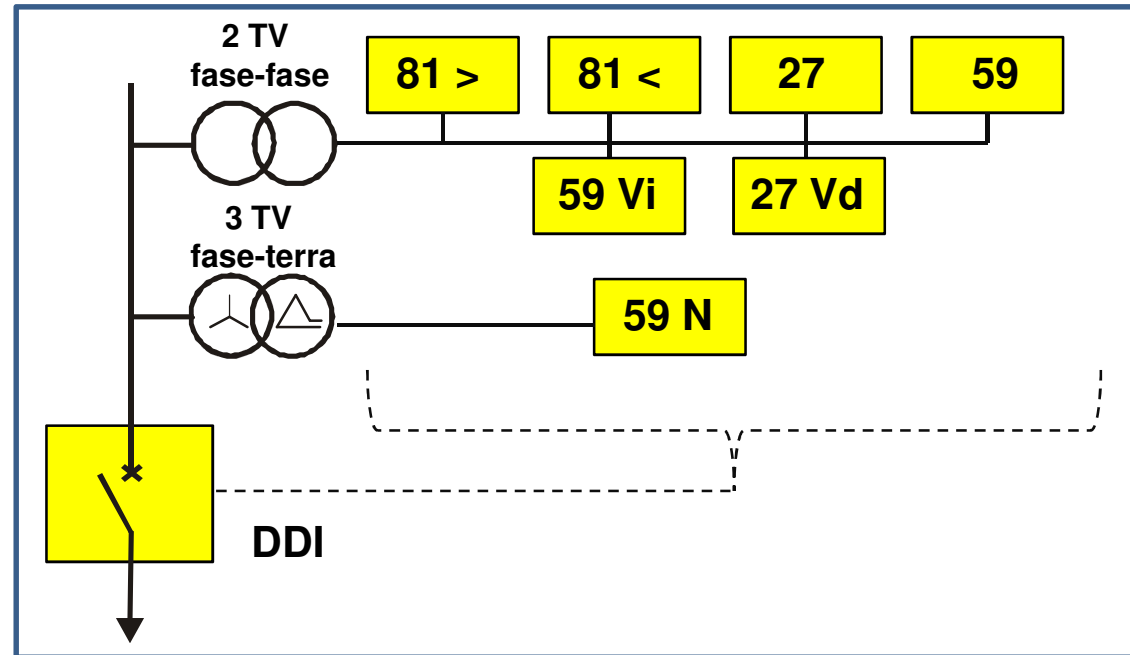
L'Autorità ha previsto un premio economico per chi anticipa l'adeguamento degli impianti esistenti: un premio inferiore per gli impianti entrati in esercizio prima di febbraio 2009 e un premio maggiore per quelli entrati in esercizio dopo tale data

Adeguamento degli impianti esistenti

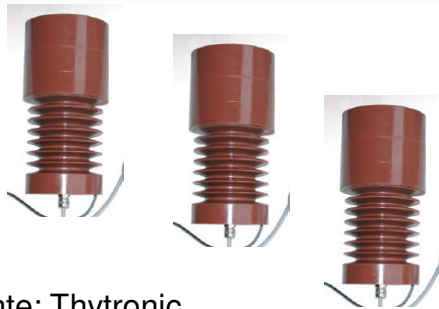
Soluzione A con TV induttivi



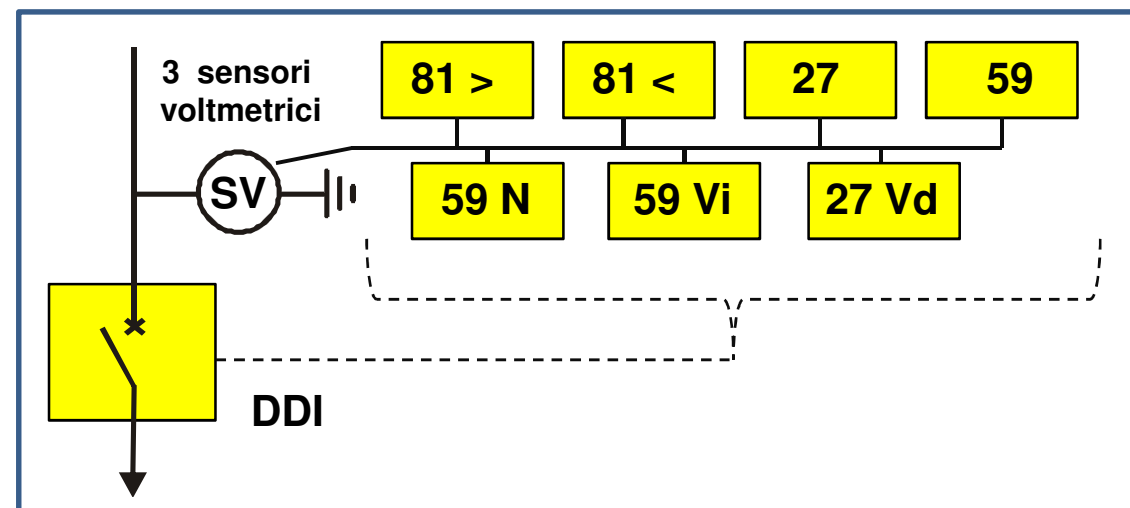
Fonte: FTM



Soluzione B con sensori voltmetrici



Fonte: Thytronic



Adeguamento degli impianti esistenti

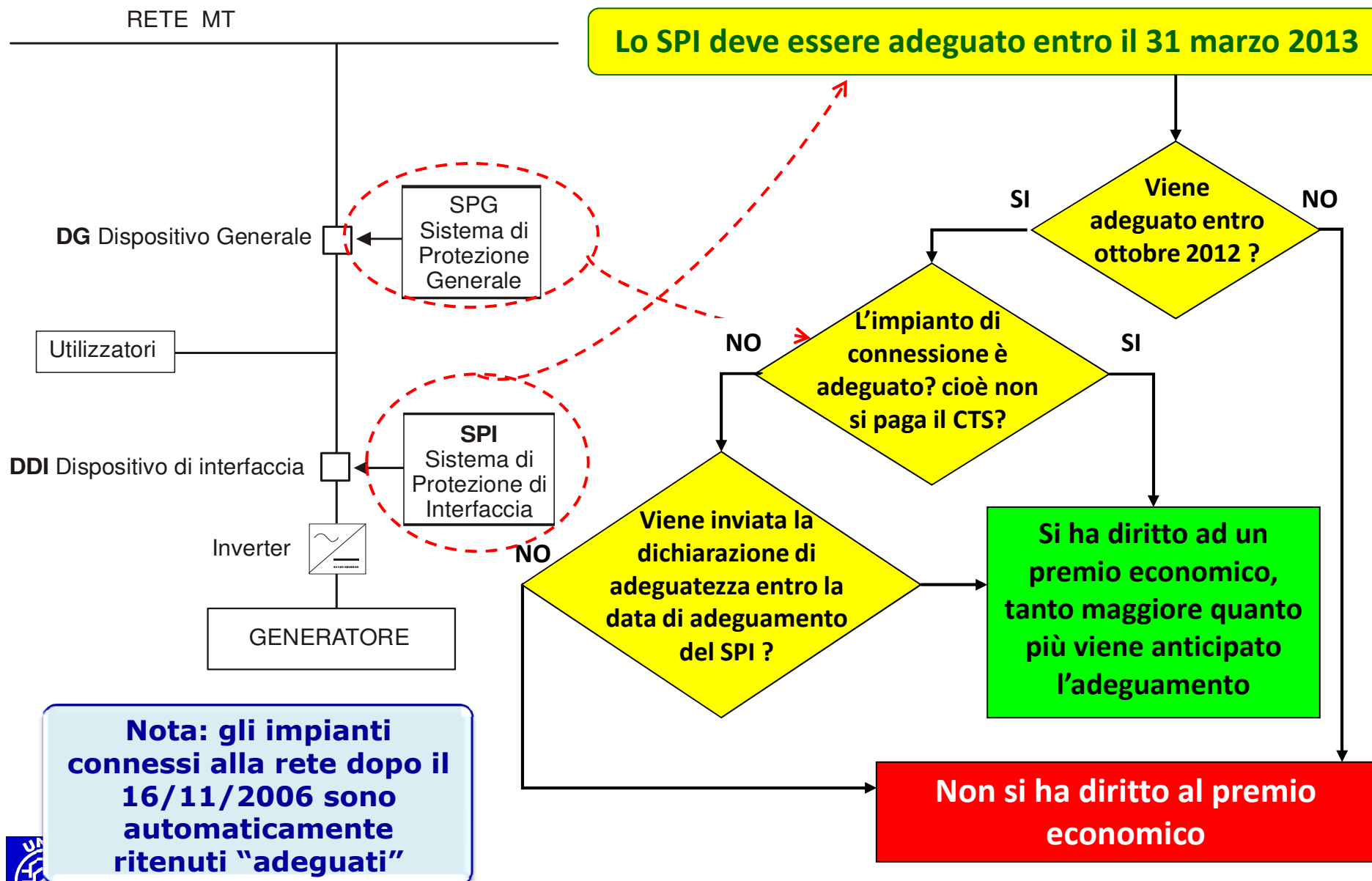
Premio economico riconosciuto ai produttori esistenti che anticipano l'adeguamento dell'impianto (il premio viene erogato dall'impresa distributrice)

Data di entrata in esercizio dell'impianto, rispetto all'entrata in vigore della Guida CEI 82-25 2ª edizione (01/02/2009) *	Data di comunicazione dell'adeguamento				
	Entro giugno 2012	Luglio 2012	Agosto 2012	Settembre 2012	Ottobre 2012
Prima del 01/02/2009	2000 €	1600 €	1200 €	800 €	400 €
Dopo il 01/02/2009	5000 €	4000 €	3000 €	2000 €	1000 €

*Nota: dopo diverse interpretazioni, l'ultimo chiarimento pubblicato sul sito web del CEI stabilisce che si deve intendere la 2ª edizione della Guida 82-25 e pertanto la data di riferimento è il 1º febbraio 2009

Per avere diritto al premio l'impianto di connessione deve essere adeguato ai requisiti tecnici (non si deve pagare il CTS) oppure deve essere inviata la dichiarazione di adeguatezza entro la data di adeguamento

Adeguamento degli impianti esistenti



Adeguamento degli impianti esistenti di qualsiasi tensione e potenza

⇒ Nel caso in cui si debba, per qualsiasi motivo, **sostituire l'inverter e/o il sistema di protezione di interfaccia (SPI)**, i nuovi dispositivi devono rispettare i requisiti richiesti per i nuovi impianti, con riferimento alla data di sostituzione

A seguito della sostituzione il soggetto responsabile (produttore) deve darne comunicazione al GSE e all'impresa distributrice inviando a quest'ultima una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà

⇒ Eccezione per gli impianti connessi in **BT** entro il 30 giugno 2012 (delibera 344/2012)

- ⇒ Qualora risulti tecnicamente impossibile installare un inverter coi nuovi requisiti, è possibile sostituirlo con uno di pari prestazioni, purchè almeno in grado di non disconnettersi nel campo di frequenza 49-51 Hz e di rispettare le rimanenti parti del par. 5 dell'allegato A70
- ⇒ In questi casi il produttore deve darne comunicazione al Distributore e al GSE allegando una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà ove evidenziare i motivi che rendono tecnicamente impossibile la sostituzione con un inverter rispondente ai requisiti dell'allegato A70

Altre disposizioni del DM 5 luglio 2012

⇒ L'art. 11 del DM 5 luglio 2012 (5° conto energia) dà mandato all'Autorità di definire alcuni aspetti per garantire la compatibilità del fotovoltaico con la sicurezza del sistema elettrico

⇒ **Lo stesso articolo prevede la sospensione degli incentivi per gli impianti non adeguati**

La delibera 344/2012 chiarisce che la sospensione scatta ogniqualvolta l'impresa distributrice rilevi una qualsiasi disapplicazione dei requisiti tecnici richiesti e il produttore non provveda all'adeguamento dell'impianto

- ⇒ **Eventuali ulteriori tempi e modalità per l'ammodernamento degli inverter esistenti**
- ⇒ **Modalità di utilizzo, da parte dei gestori di rete, delle funzioni previste dai nuovi inverter (servizi di rete)**
- ⇒ **Modalità per l'utilizzo di sistemi di accumulo dell'energia prodotta, sia installati dai produttori (anche integrati con gli inverter), sia messi a disposizione dei gestori di rete presso le cabine primarie**

Altre disposizioni del DM 5 luglio 2012

⇒ L'art. 10 prevede dei contributi destinati a coprire gli oneri di gestione del GSE anche da parte degli impianti incentivati in base ai precedenti decreti



A partire dal 1° gennaio 2013 è previsto **un contributo di 0,05 centesimi di euro per ogni kWh di energia incentivata**, da corrispondere al GSE anche mediante la compensazione degli incentivi spettanti

⇒ In pratica le tariffe incentivanti verranno ridotte di 0,05 centesimi per ogni kWh



Ad esempio:

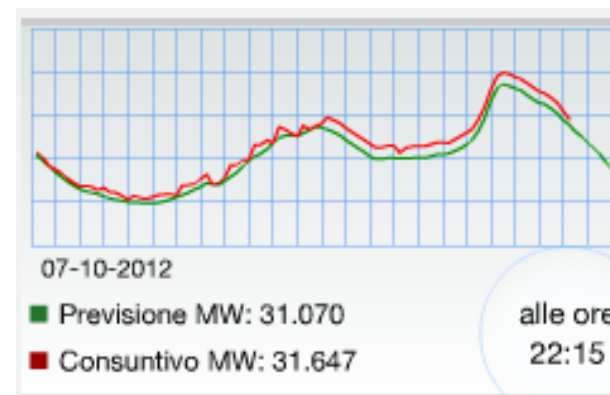
⇒ se attualmente si percepiscono **0,40 euro/kWh**

⇒ dal 1° gennaio 2013 si percepiranno **0,3995 euro/kWh**

Questa riduzione, minima, tuttavia si aggiunge alla riduzione, importante, già applicata ai prezzi di ritiro dedicato (RID) e al pagamento degli oneri di sbilanciamento previsto dal 2013

Riordino dei corrispettivi di sbilanciamento

⇒ La delibera 281/2012 stabilisce che i corrispettivi di sbilanciamento vengano trasferiti anche agli impianti di produzione da energia rinnovabile non programmabile per i quali il GSE effettua il **ritiro dedicato (RID)** oppure il ritiro alla **tariffa fissa onnicomprensiva (TFO)**



⇒ Il GSE ha pubblicato un documento di consultazione con le sue proposte sulle modalità di trasferimento (scadenza 12 ottobre 2012)

⇒ Conteggio puntuale per gli impianti rilevanti (>10 MW) o per aree territoriali

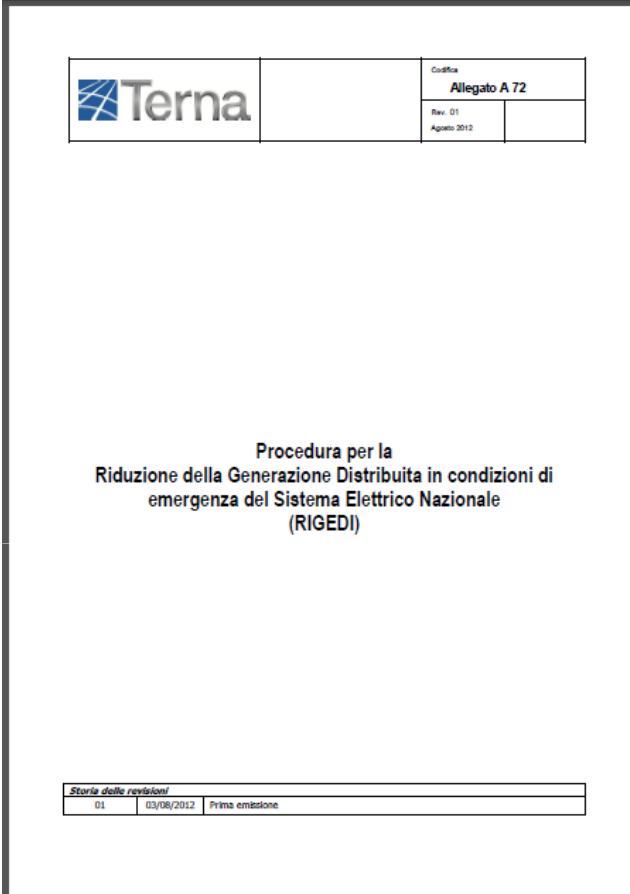
⇒ Oppure applicazione di un algoritmo di compensazione

⇒ In pratica dal 1° gennaio 2013 gli impianti RID e TFO pagheranno una quota/kWh per gli oneri di sbilanciamento

In base alle simulazioni effettuate dal GSE (sui dati 2012) il nuovo meccanismo dovrebbe incidere per il 2-3% sui ricavi

Allegato A72 di Terna: procedura RIGEDI

- ⇒ L'Autorità, con la delibera 344/2012 ha approvato anche l'allegato A72 al codice di rete di Terna
- ⇒ Il documento stabilisce la procedura cosiddetta RIGEDI per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale, cioè laddove si verificano situazioni di riduzione di capacità regolante del Sistema Elettrico Nazionale (SEN)
- ⇒ In pratica, la procedura RIGEDI stabilisce i criteri di distacco degli impianti di produzione non programmabili, nel caso in cui si verificassero delle condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale



The image shows the cover page of the document titled "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)". The page features the Terna logo in the top left corner. A table in the top right corner contains the following information:

Codice	Allegato A 72	
	Rev. 01	
	Agosto 2012	

The main title is centered on the page. At the bottom, there is a table titled "Storia delle revisioni" with the following data:

Storia delle revisioni		
01	03/08/2012	Prima emissione

Allegato A72 di Terna: procedura RIGEDI

Gli impianti interessati alla riduzione sono quelli per i quali sono verificate contemporaneamente le condizioni a fianco

- ⇒ Impianti connessi alla rete MT di distribuzione
- ⇒ Impianti non programmabili alimentati da fonte rinnovabile fotovoltaica o eolica
- ⇒ Impianti che immettono tutta la produzione in rete, al netto dei servizi ausiliari
- ⇒ Impianti che presentano potenza nominale dei gruppi di generazione maggiore o uguale a 100 kW

**Impianti di tipo
GDTEL**

**Impianti di tipo
GDPRO**

Alimentati da linea MT dedicata, possono essere distaccati direttamente dal Distributore con un preavviso di 60 minuti

Alimentati da linea MT non dedicata, possono essere distaccati autonomamente dal produttore a seguito di un preavviso di 7 giorni

Allegato A72 di Terna: procedura RIGEDI

- ⇒ Gli impianti interessati alla riduzione sono suddivisi in cinque gruppi distaccabili con turnazione settimanale in funzione del livello di severità (di criticità) feriale e festivo
- ⇒ I raggruppamenti sono stati effettuati dalle imprese distributrici tenendo conto della potenza degli impianti e dell'area geografica di appartenenza (l'Emilia Romagna fa parte dell'Area Centro-Nord insieme alla Toscana)

	Livelli di severità				
	L1	L2	L3	L4	L5
Lunedì	G1	G2	G3	G4	G5
Martedì	G2	G3	G4	G5	G1
Mercoledì	G3	G4	G5	G1	G2
Giovedì	G4	G5	G1	G2	G3
Venerdì	G5	G1	G2	G3	G4

	Lf 1	Lf 2	Lf 3
Sabato/prefestivo	G1+G2	G3	G4+G5
Domenica/festivo	G4+G5	G3	G1+G2

Allegato A72 di Terna: procedura RIGEDI

		Livelli di severità				
		L1	L2	L3	L4	L5
1	Lunedì	G1	G2	G3	G4	G5
	Martedì	G2	G3	G4	G5	G1
2	Mercoledì	G3	G4	G5	G1	G2
	Giovedì	G4	G5	G1	G2	G3
3	Venerdì	G5	G1	G2	G3	G4

Il livello di severità indica i gruppi che si devono distaccare: ogni livello comprende anche i livelli inferiori



- ⇒ Esempio 1: il livello L1 applicato il martedì interessa solo il gruppo G2
- ⇒ Esempio 2: il livello L3 applicato il mercoledì interessa i gruppi G3, G4 e G5
- ⇒ Esempio 3: il livello L5 interessa sempre tutti i gruppi (nella tabella di esempio viene applicato il venerdì)

L'impresa distributrice comunica al produttore il Gruppo di Distacco che gli è stato assegnato

Allegato A72 di Terna: procedura RIGEDI

⇒ Per i produttori di tipo GDPRO (la grande maggioranza)



- ⇒ L'ordine di distacco viene comunicato **almeno 7 giorni prima** del "giorno obiettivo" da Terna all'impresa distributrice e da quest'ultima al produttore tramite PEC (o email)
- ⇒ L'ordine rimane valido **salvo revoca** che dovrà essere comunicata **entro due giorni prima** del "giorno obiettivo"
- ⇒ **Il distacco è obbligatorio e deve essere effettuato autonomamente dal produttore** per tutto il periodo definito da Terna (i Distributori comunicano a Terna la potenza degli impianti che non hanno eseguito il distacco)

⇒ Per i produttori di tipo GDTEL (con linea MT dedicata)



- ⇒ **Il distacco viene eseguito direttamente dall'impresa distributrice** a seguito della comunicazione di Terna (Terna avverte il Distributore con un preavviso di 60 minuti)

Gli eventuali
periodi di distacco
non devono
essere computati
ai fini del periodo
di vent'anni per il
quale si ha diritto
agli incentivi



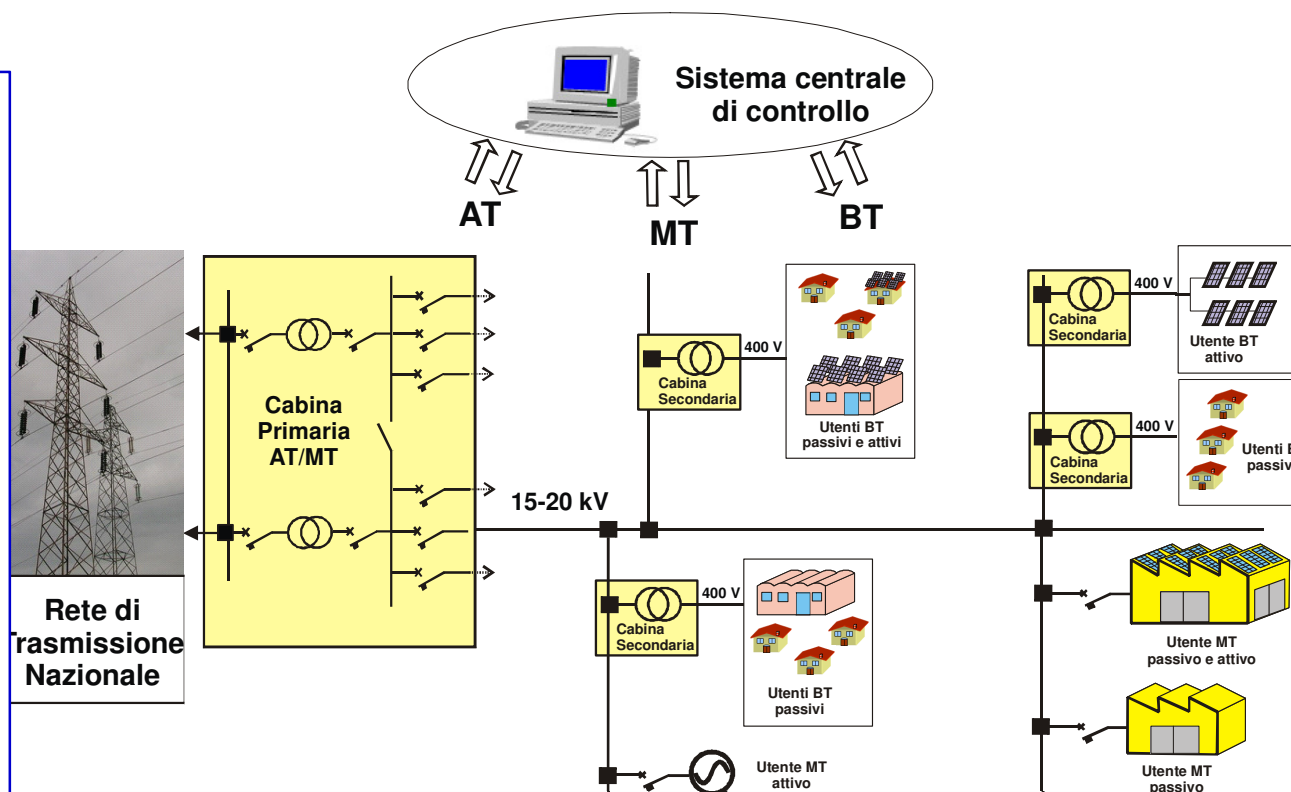
Infatti, già dal 3° conto energia (DM 06/07/2010) i decreti indicano che:

*"Il periodo di diritto alle tariffe incentivanti di cui al presente decreto è **considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete** ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità"*

SMART-GRIDS: verso la soluzione

- ⇒ La Procedura RIGEDI costituisce un primo provvedimento atto a fronteggiare potenziali criticità a breve termine
- ⇒ La soluzione a regime dovrà prevedere l'estensione del controllo da remoto anche agli impianti GDPRO, nell'ambito delle **Smart Grids: le RETI INTELLIGENTI**

- ⇒ **Controllo e gestione dei flussi di energia**
- ⇒ **Modulazione dei carichi e della produzione**
- ⇒ **Sistemi di accumulo di energia**
- ⇒ **Dialogo in tempo reale tra i dispositivi di misura e controllo ai diversi livelli di tensione**
- ⇒ **Regolazione della tensione**



Le reti intelligenti sono già in fase di sperimentazione in Italia e in Europa



UNAEO Emilia - Romagna

Albo delle
Imprese Elettriche Qualificate
www.unaebo.it

grazie per l'attenzione

contatti: unaebo@tin.it