



POLITECNICO
MILANO 1863

DEPARTMENT
OF ENERGY

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori

13 marzo 2026



**POLITECNICO
MILANO 1863**

**DEPARTMENT
OF ENERGY**

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori

Ore 09.45 – Benvenuto

- Prof. Francesco Grimaccia - Politecnico di Milano

Ore 10.00 – Apertura dei lavori

- Prof. Marco Merlo – Politecnico di Milano

- Dr. Alessandro Bianco - UNIEM

**Ore 10.15 – ing. Marco Pasquadibisceglie - Direzione Mercati Energia - ARERA:
Contestualizzazione ed evoluzioni regolatorie**

Ore 10.30 – Politecnico di Milano – Presentazione dei lavori svolti, evidenze e criticità

Ore 11.30 – Tavola Rotonda

-ing. Ettore de Berardinis – Vicepresidente CT316 CEI

-ing. Fabio Zanellini - Presidente della Commissione Tecnica con delega agli Affari Regolatori - ANIE

-ing. Gianni Chianetta - ITALIA SOLARE

-ing. Francesco Baldi - Dipartimento Unità per l'efficienza energetica - ENEA

-ing. Riccardo Novo - Clean energy for EU islands secretariat – 3E

-ing. Roberto Sannasardo – Energy Manager Regione Sicilia

Ore 13.00 – Q&A

Ore 13.30 – Conclusioni e definizione degli obiettivi per i lavori del 2026



POLITECNICO | DEPARTMENT
MILANO 1863 | OF ENERGY

Indicazioni per il Q&A

Seguire il link sulla pagina web
dell'evento o inquadrare il QR
code sottostante

Sottomettere la domanda,
specificando:

Nome, Cognome, azienda e in che
modalità si sta seguendo l'evento
(presenza/remoto)

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori - 13

Marzo 2026



STATUS QUO & ANALISI ENERGETICA

Tommaso Dieci

I dati riportati nel seguito sono aggiornati al 31/12/2024

01

Comparazione situazione energetica in essere nelle varie isole

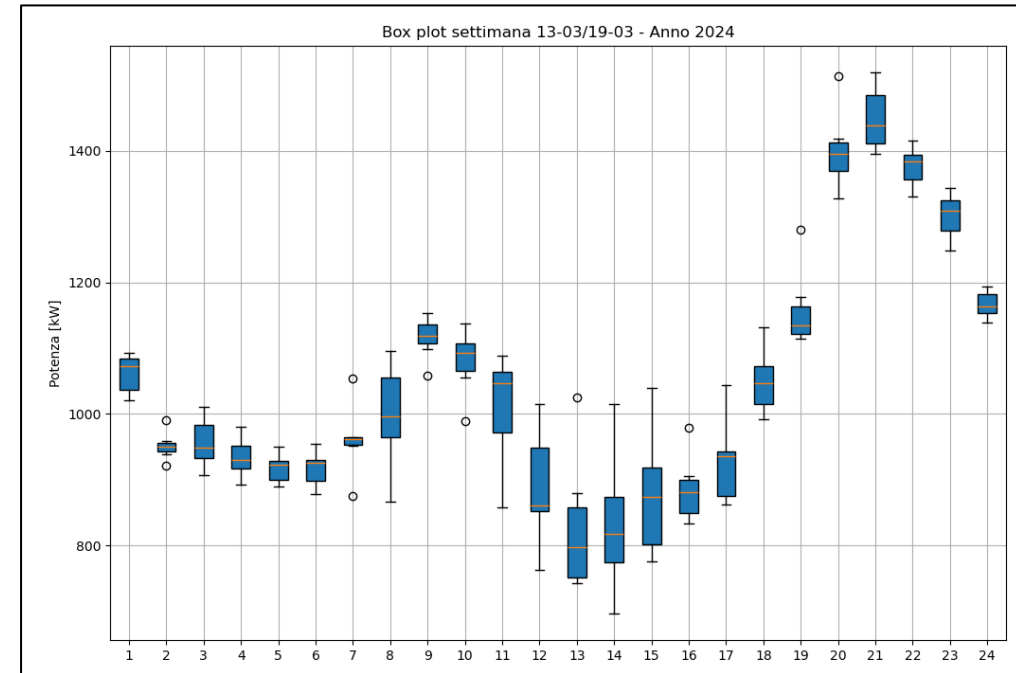
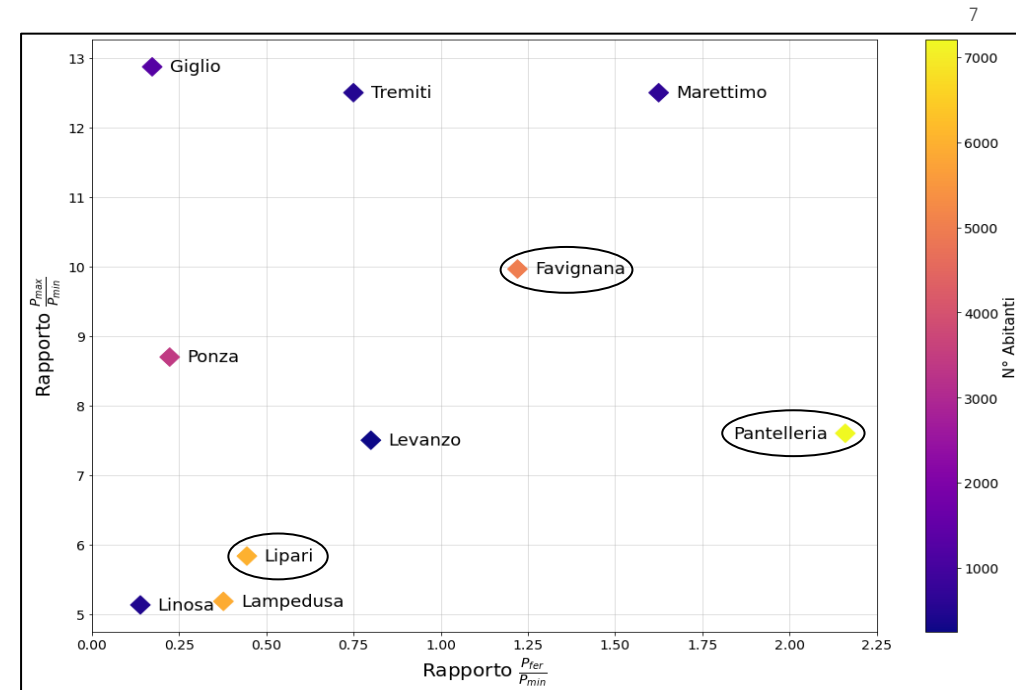
Nella seguente tabella sono riportate le principali informazioni delle isole che hanno aderito allo studio qui presentato. Per ogni rete elettrica è fornito il carico residuo, ovvero il carico elettrico al netto della produzione locale da fonti rinnovabili (nei fatti il dato riportato corrisponde alla produzione, massima e minima, del diesel-genset di ogni isola).

Per favorire un'analisi quantitativa, si riportano anche i dati (qualitativi) sulla produzione da FER in essere e di quella prospettata in uno scenario di breve termine.

	LIPARI	FAVIGNANA	LAMPEDUSA	PANTELLERIA	MARETTIMO	LEVANZO	GIGLIO	PONZA	TREMITI	LINOSA
CARICO RESIDUO MAX [kW]	10 491	6 695	11 400	9 500	1 000	300	3 720	4 870	1 500	590
CARICO RESIDUO MIN [kW]	1 800	672	2 200	1 250	80	40	289	560	120	115
FER ATTUALI [kW]	800	820	830	>2 700	130	32	50	125	90	16
FER FUTURE [kW]	1700	1 000	130	>4 400	6	35	100	>500	60	-

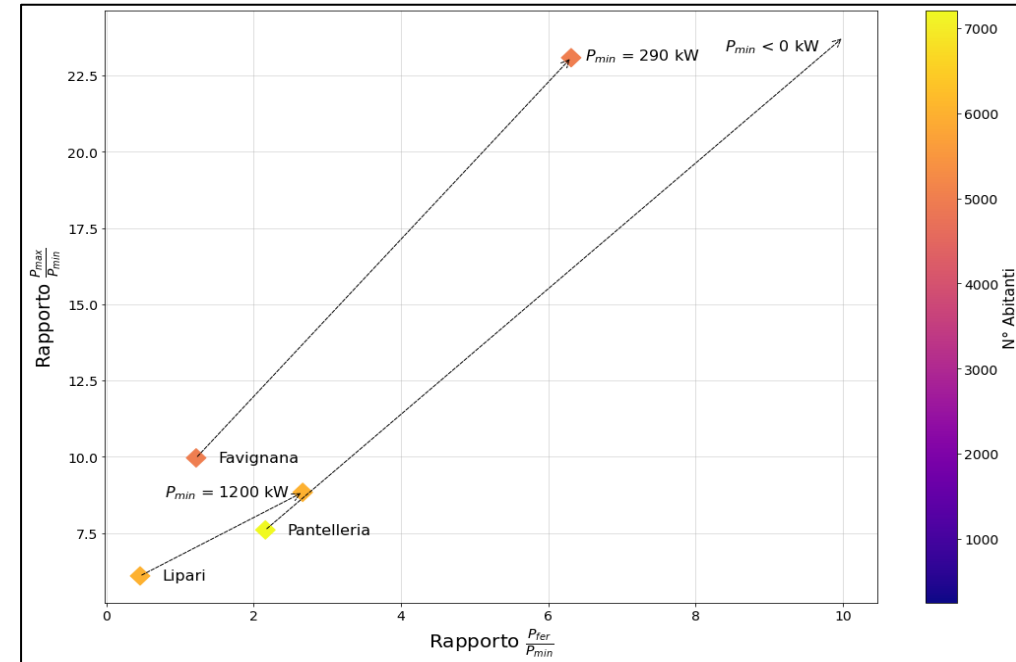
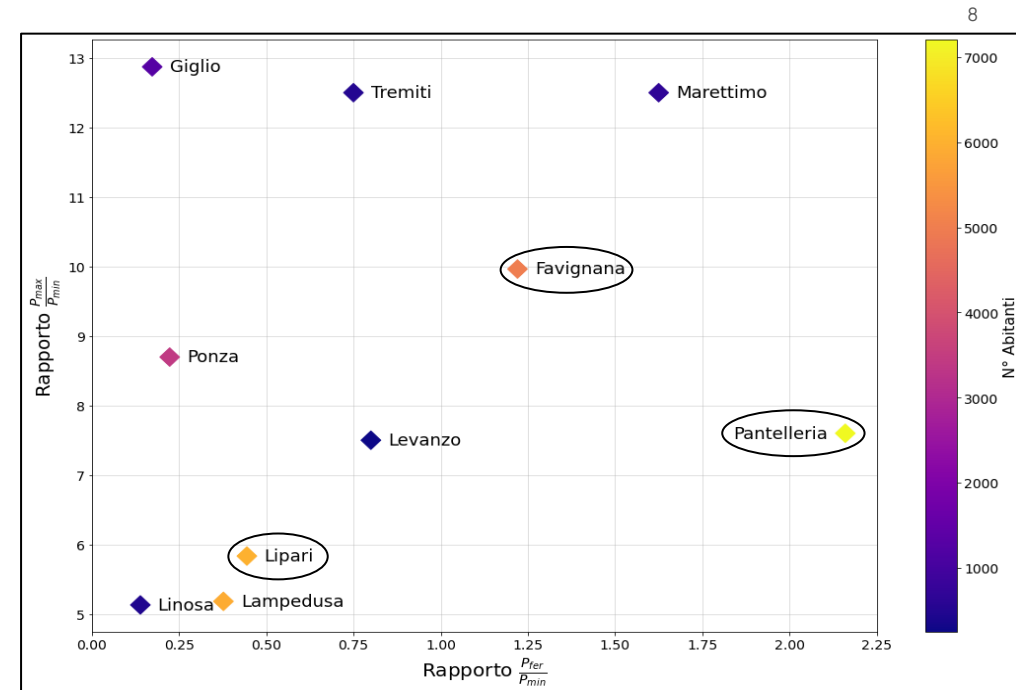
Comparazione di alcuni casi rilevanti

- Sono stati calcolati due indici per ciascuna isola per vedere l'effetto della variabilità stagionale e delle rinnovabili.
- Tra le varie isole sono stati identificati 3 casi rilevanti.
- L'isola di Favignana presenta già attualmente il carico minimo nelle ore centrali della stagione primaverile, ovvero quando il carico è ancora basso, ma inizia ad esserci una buona componente di produzione fotovoltaica.
- Questo porta a disattivare diversi dei gruppi diesel che sarebbero normalmente in esercizio, con potenziali criticità (inerzia ridotta, ridotte capacità di controllo delle variazioni di potenza, ridotta potenza di corto-circuito) nell'esercizio della rete.



Comparazione di alcuni casi rilevanti

- Per i 3 casi presentati sono stati inoltre analizzati gli scenari nel momento in cui tutte le rinnovabili previste dovessero essere installate.
- Quello che emerge è un generale peggioramento dei due indici, con Pantelleria che raggiungerebbe addirittura un carico negativo.
- È comunque importante sottolineare che in questa analisi qualitativa non sono stati considerati i sistemi di accumulo, già presenti su Pantelleria e in via di sviluppo sulle altre isole.
- Tali sistemi, insieme alla gestione delle risorse di flessibilità, diventerebbero di cruciale importanza per una corretta gestione della rete.



NORME E RIFERIMENTI TECNICI

Davide Falabretti

02

Reti isolate: inquadramento normativo e regolatorio

Le reti isolate sono **reti con obbligo di connessione di terzi** (cfr. reti pubbliche):

→ Il gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste (ovvero la qualità e la stabilità dell'esercizio).

Sono **reti pubbliche «particolari»** in quanto:

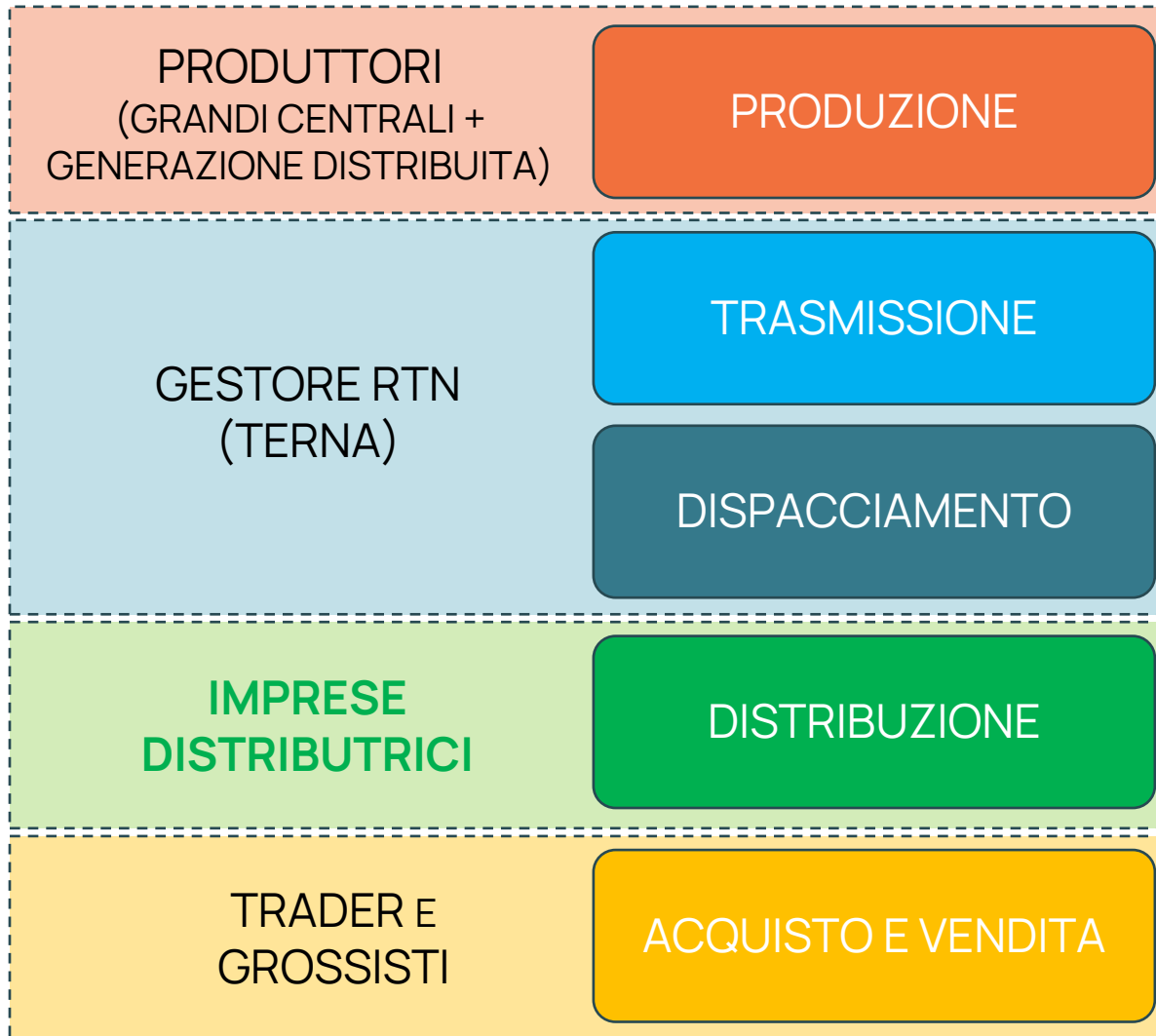
- **non interconnesse** con la rete di trasmissione nazionale
- costituite unicamente da **reti di distribuzione (reti in media e bassa tensione)**.



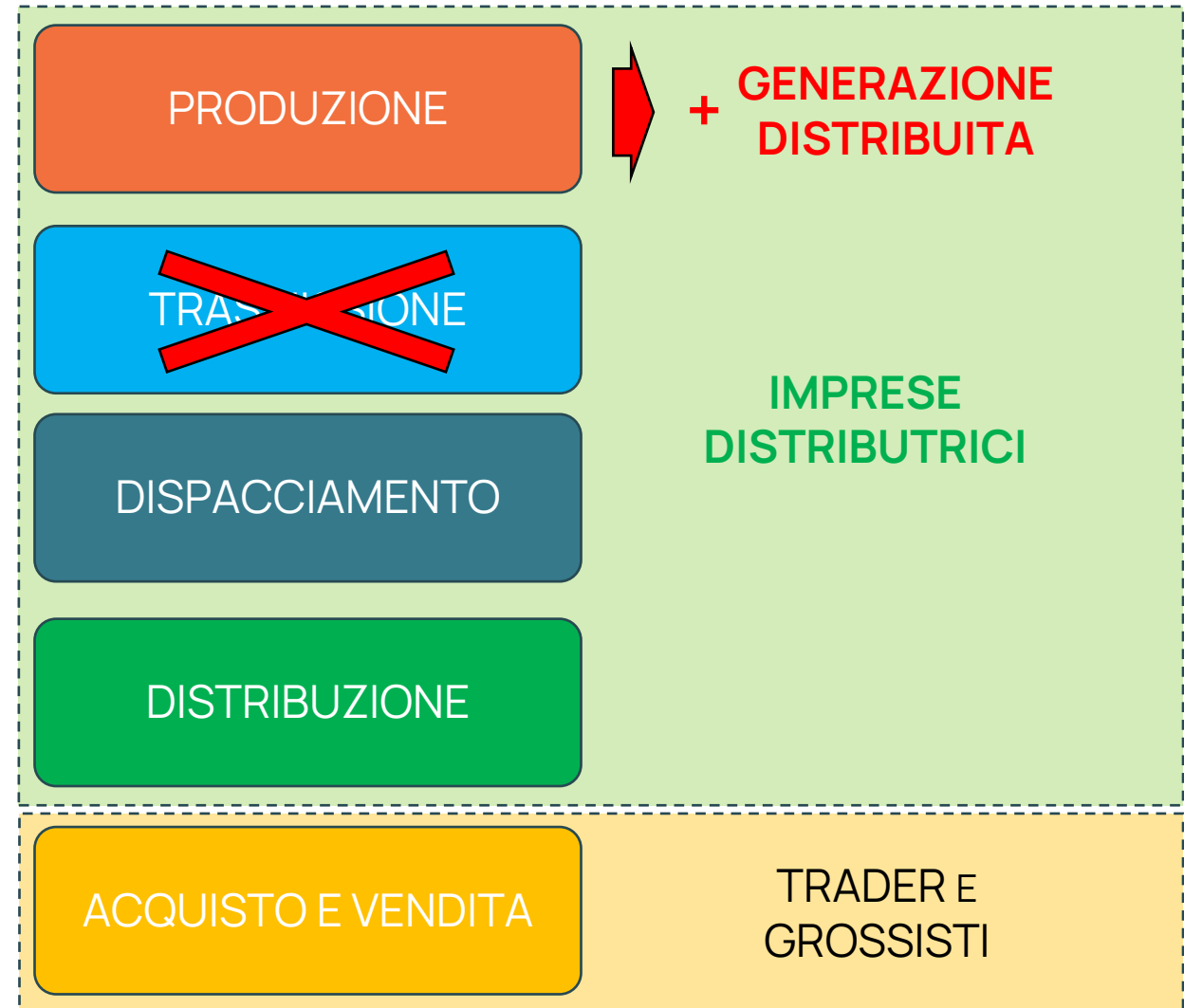
Questo comporta che le imprese distributrici debbano assolvere a un insieme più ampio di compiti rispetto alle imprese continentali, pur rimanendo validi gli stessi diritti degli utenti in termini di qualità della fornitura.

Reti isolate: gli attori coinvolti

RETI CONTINENTALI



RETI ISOLANE



Condizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi

Agli utenti passivi ed attivi sulle isole minori si applicano le medesime condizioni delle reti interconnesse:

- Procedure di connessione alla rete → **TIC & TICA**
- Qualità della tensione → **CEI EN 50160**
- Regole tecniche di connessione → **CEI 0-16 & CEI 0-21**

Date le caratteristiche peculiari delle isole minori, è consentito che alcuni parametri specificati nelle norme possano differire dai valori standard.

Prescrizioni tecniche delle norme CEI 0-16 & CEI 0-21

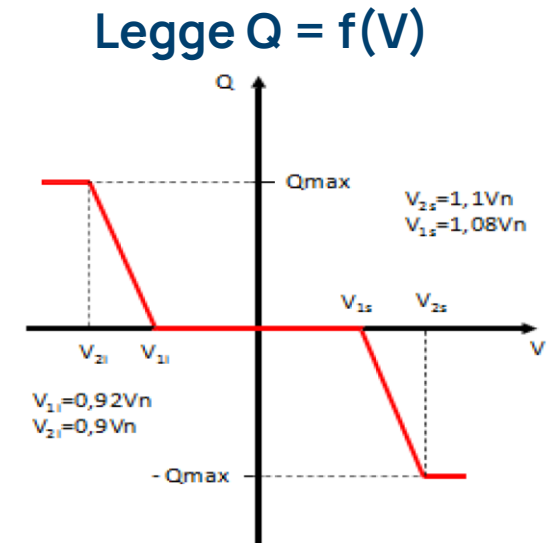
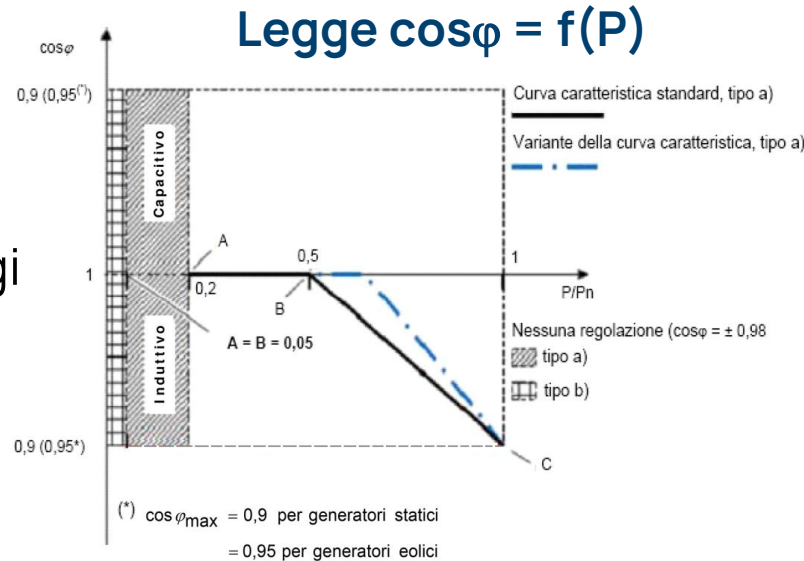
- Schema di connessione, dispositivi di protezione & misuratori
- Avviamento, sincronizzazione e presa di carico dei generatori
- Campo di funzionamento in tensione/frequenza & Capability
- **Servizi di rete**
 - Regolazione della potenza attiva
 - Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110%
 - Condizioni di funzionamento in sovralfrequenza e sottofrequenza
 - Partecipazione al controllo della tensione
- Funzionamento degli impianti misti di produzione e consumo a scambio di potenza attiva limitato
- **Nuovi dispositivi per il monitoraggio/controllo**
 - Controllore Centrale d'Impianto (CCI)
 - Sistema di Limitazione Immissione potenza (SLI)
 - Controllore di Infrastruttura di Ricarica per veicoli elettrici (CIR)

Prescrizioni tecniche delle norme CEI 0-16 & CEI 0-21

Partecipazione al controllo della tensione

La regolazione di tensione sulla GD può essere implementata:

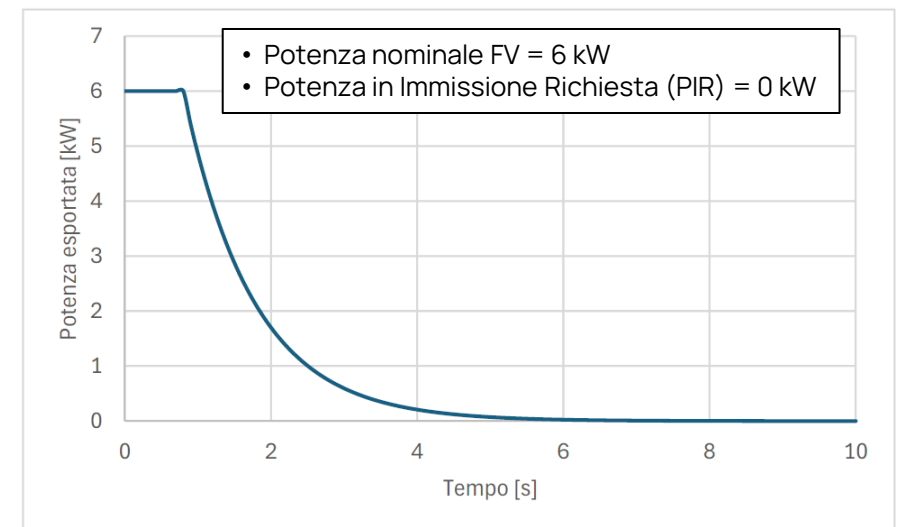
- con logica locale, secondo apposite leggi di controllo;
- con logica coordinata, in accordo ad un segnale esterno inviato dal DSO



Sistema di Limitazione Immissione potenza (SLI)

Lo SLI coordina le immissioni di GD + Accumulo per garantire:
 Potenza Esportata < Potenza in Immissione Richiesta (PIR).

Se è presente uno SLI, è ammesso aumentare la potenza nominale dell'impianto di generazione fino a 1.67 volte la PIR, senza modificare la fornitura da rete.



GESTIONE BILANCI DI POTENZA – CONTROLLO DELLA FREQUENZA & CONTROLLO DELLA TENSIONE

Matteo Spiller

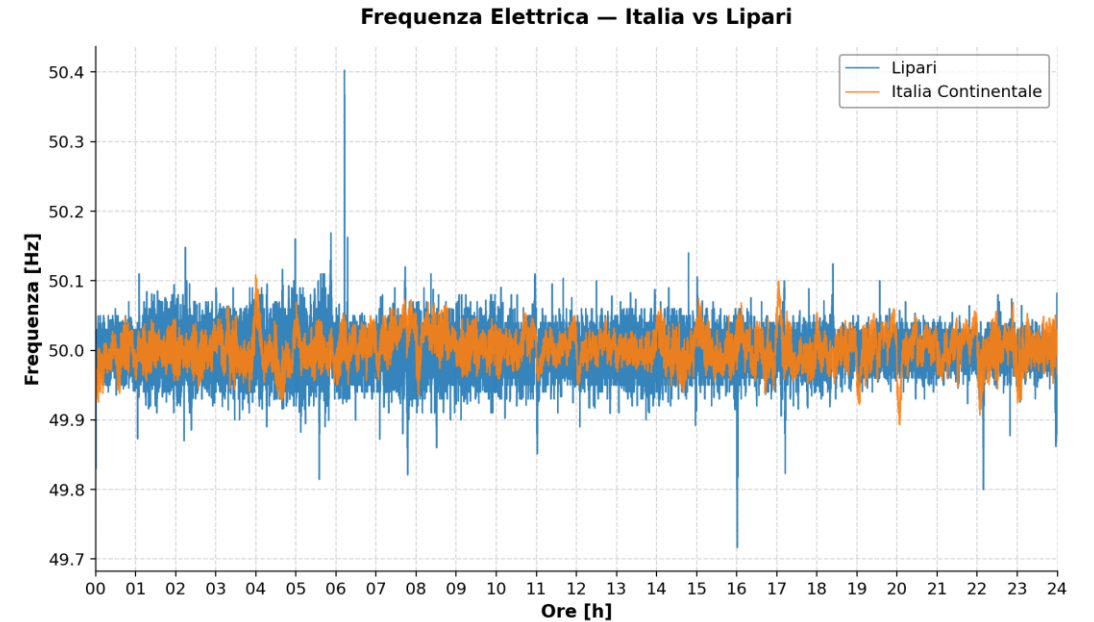
03

La gestione dei bilanci energetici nei sistemi elettrici di potenza

Per assicurare un corretto esercizio del sistema elettrico è essenziale mantenere un **continuo equilibrio** tra l'energia prodotta e quella consumata.

$$H \frac{d(2\pi f)}{dt} = p_t^{meccanica} - p_t^{elettrica}$$

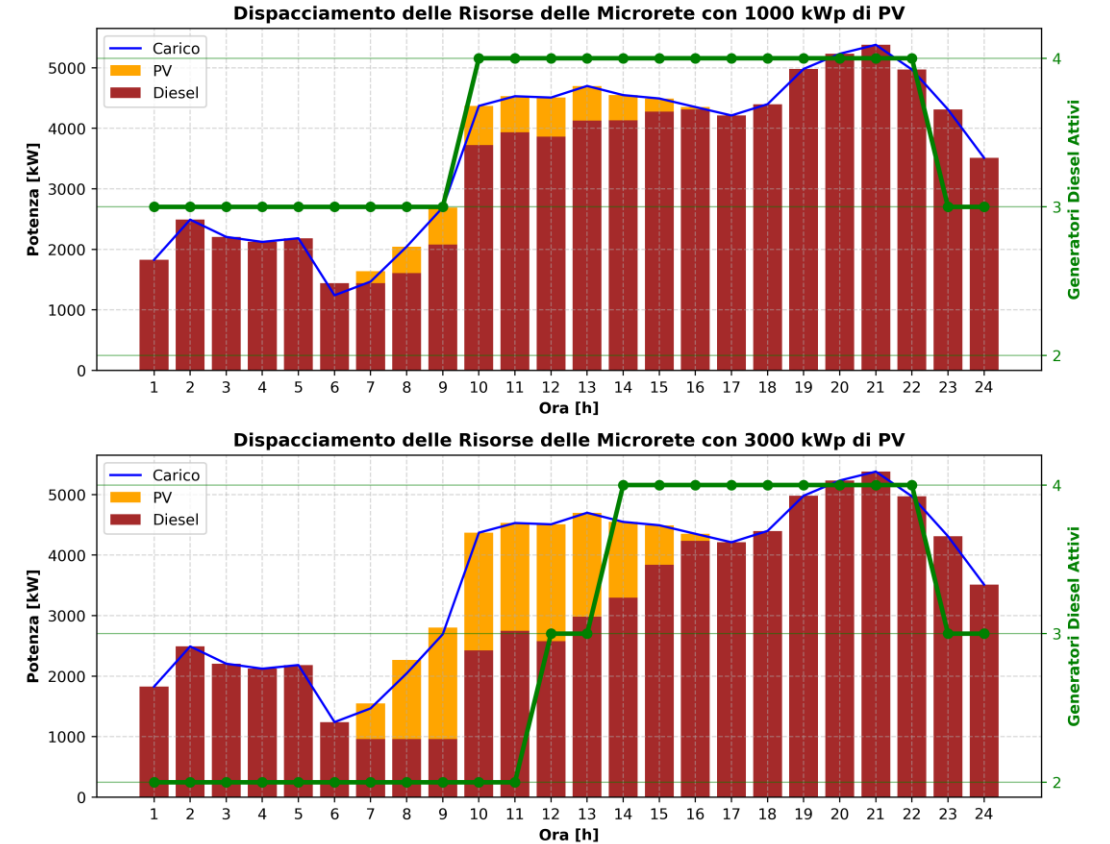
La natura **isolata** dei sistemi elettrici delle isole minori comporta un'**inerzia limitata** e delle maggiore oscillazioni di frequenza rispetto all'Italia continentale.



La gestione dei bilanci energetici nei sistemi elettrici di potenza

La continua **installazione di FER** nelle isole minori riduce il numero di gruppi rotanti operativi.

Questa condizione rende necessaria una riflessione sull'opportunità di predisporre soluzioni capaci di garantire adeguati valori di **qualità del servizio** anche sulle reti elettriche con **inerzia limitata** come le isole minori.

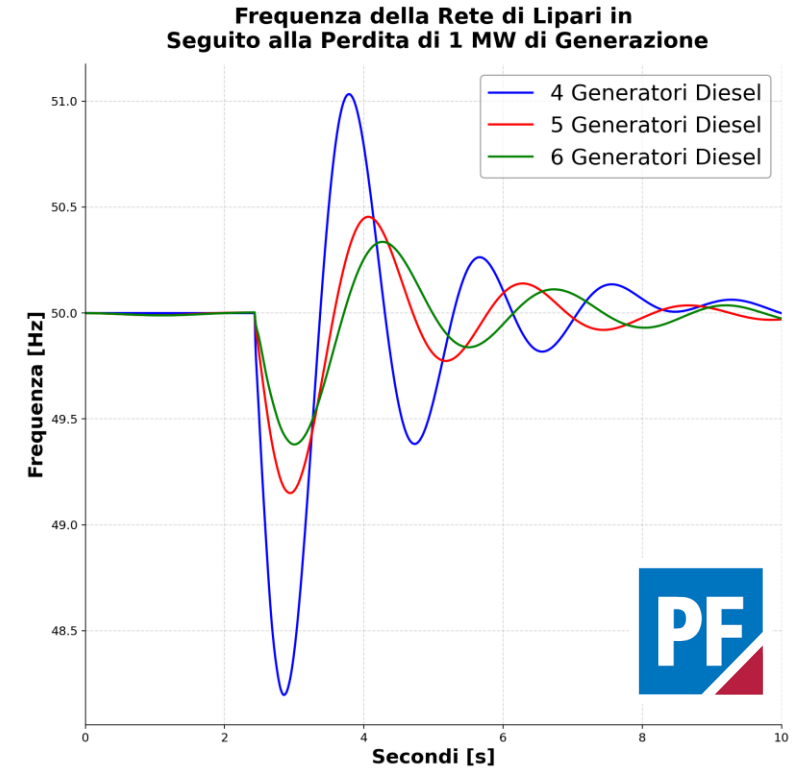


La gestione dei bilanci energetici nelle microreti

La riduzione del già limitato numero di generatori sincroni può presentare potenziali **criticità** per il bilancio energetico.

Al fine di dimostrare le potenziali problematiche legate alla riduzione dell'inerzia nelle isole minori si è modellato un ipotetico **distacco** di un gruppo di generazione (dimensionato ad 1 MW).

I risultati mostrano come una **graduale riduzione** del numero di gruppi di generazione (legata alle FER) comporta maggiori oscillazioni di frequenza.



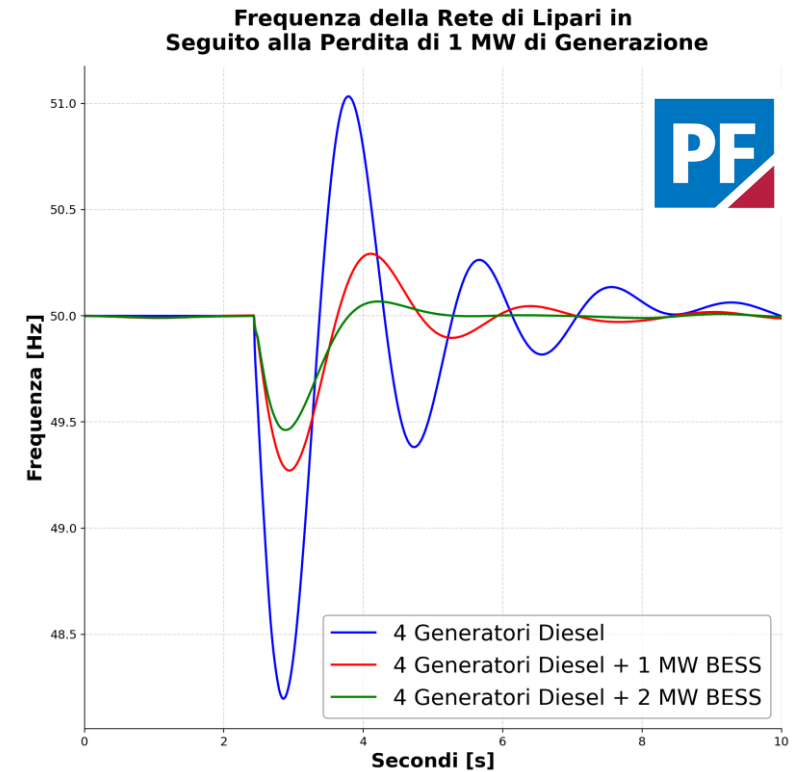
I BESS per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili

Al fine di gestire al meglio la regolazione del bilancio energetico nelle reti elettriche isolate si può ricorrere a dei **sistemi di accumulo**.

I risultati mostrano che un eventuale sistema di accumulo, grazie alla sua rapidità di risposta, sarebbe in grado di attenuare le oscillazioni.

Di conseguenza, all'aumentare della penetrazione delle FER in un sistema isolato, l'integrazione di un sistema di accumulo risulta **essenziale** per mantenere le oscillazioni di frequenza all'interno dei **limiti di esercizio**.

Tale soluzione non può però essere pensata come «risolutiva», in particolari per alte penetrazioni di FER.



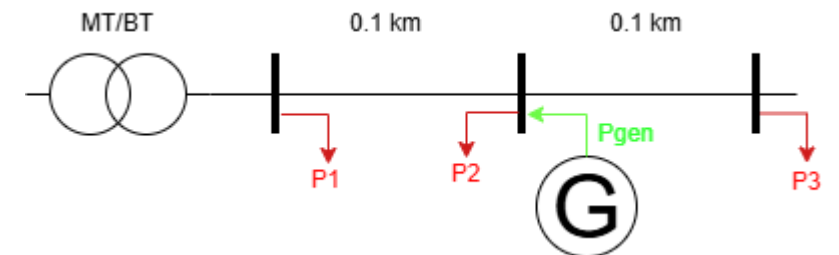
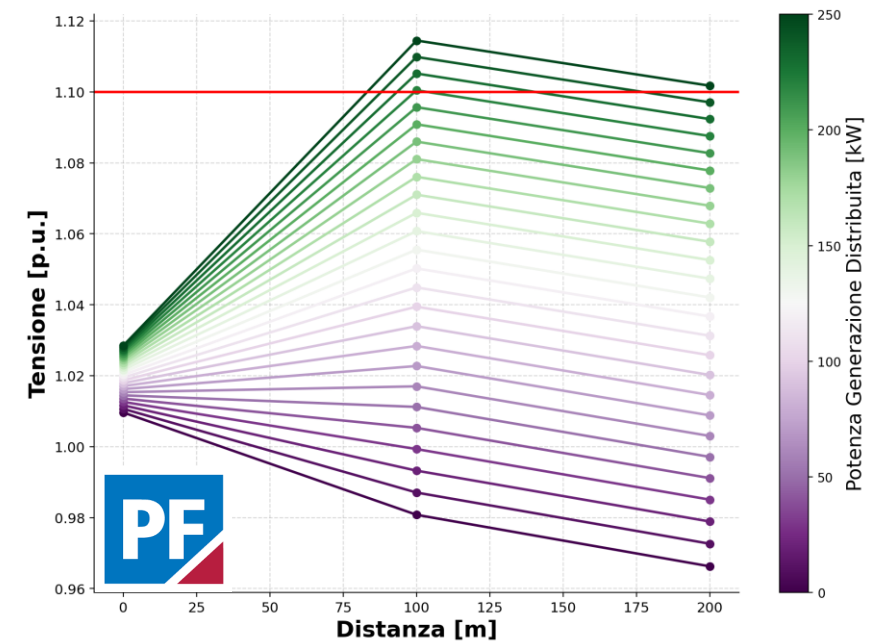
La gestione dei bilanci energetici nei sistemi elettrici di potenza

Rispetto alla rete in **bassa tensione** si rileva una potenziale ulteriore criticità: l'installazione di impianti (tipicamente fotovoltaici) anche di piccola taglia potrebbero portare a locali (appunto limitati alla singola rete BT) sovracorrenti, sovratensioni e squilibri fra le fasi.

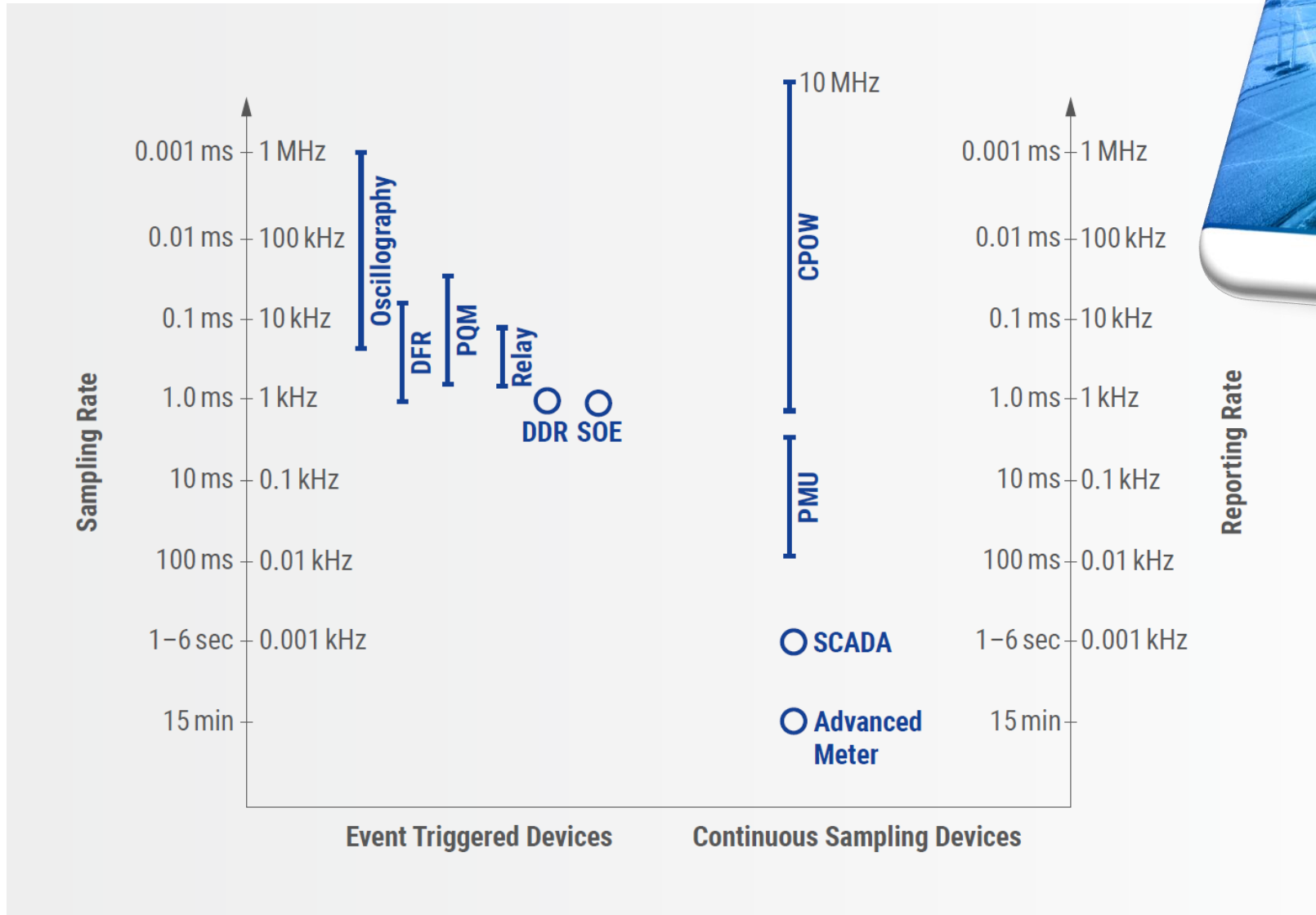
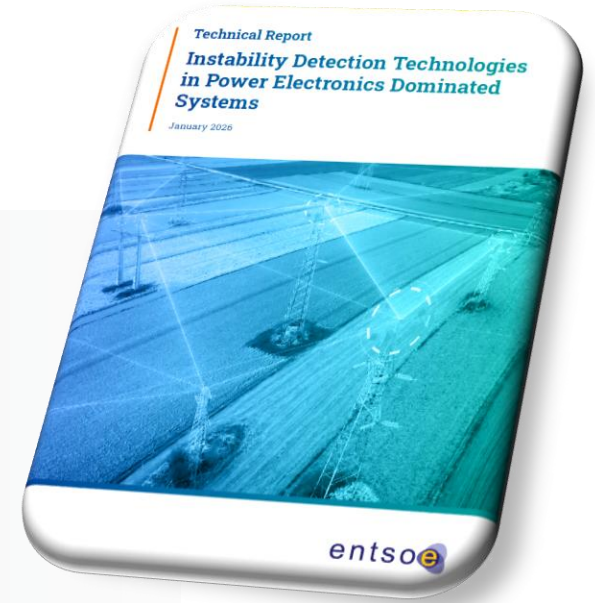
In aggiunta, (date le caratteristiche di tale rete) il controllo delle iniezioni reattive risulta poco efficace, ovvero l'unica reale azione di controllo è la limitazione della **potenza attiva** iniettata, pena lo scatto dell'intero impianto fotovoltaico per intervento della protezione di massima tensione.

In prospettiva potrebbe essere opportuno vincolare l'autorizzazione di tali impianti all'integrazione, contestuale, di un sistema di accumulo, appunto atto a rendere più regolare l'immissione di potenza in rete (da notare che il sistema di accumulo dovrebbe comunque essere opportunamente dimensionato).

Impatto della Generazione Distribuita sulla Tensione dei Nodi della Rete di Bassa Tensione



Il problema del monitoraggio



FOCUS SUL CONTESTO REGOLATORIO PER LA GESTIONE DELLA FLESSIBILITA'

Edoardo Daccò

04

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità



- **Rule-Based:** definizione preventiva di specifiche regole tecniche di connessione ed esercizio degli impianti FER, finalizzate a garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete.
- **Tariff-Based:** introduzione di schemi tariffari in grado di orientare lo sviluppo e l'esercizio delle FER in modo coerente con le esigenze della rete elettrica, ad esempio, le *Time-of-Use Tariffs*, che differenziano il prezzo dell'energia in funzione delle fasce orarie.
- **Flexible Connection Agreements:** regolamentazione della potenza massima che gli impianti FER possono immettere in rete in funzione delle condizioni operative del sistema elettrico.
- **Market-Based:** istituzione di veri e propri mercati locali della flessibilità, nei quali le risorse distribuite possono offrire servizi per la gestione delle congestioni e il controllo della tensione.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Sulla **penisola**, il concetto di flessibilità è stato sviluppato attraverso **tre progetti pilota** di mercato locale di flessibilità, principalmente finalizzati alla risoluzione di *congestioni* o *violazioni di tensione*.

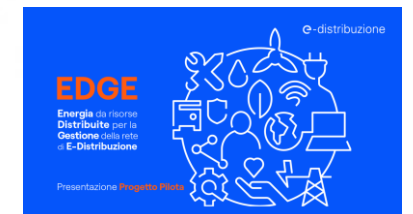
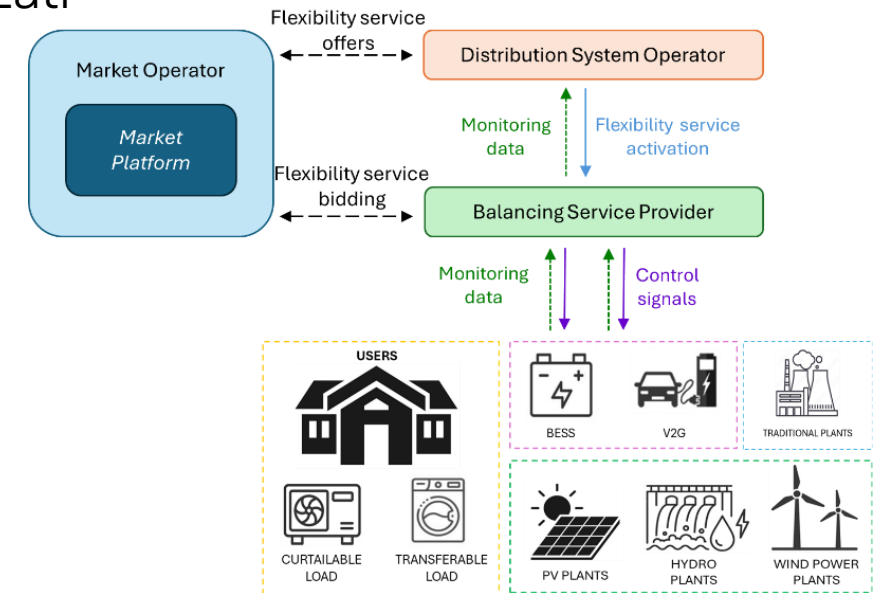
3 stakeholder:

- Gestori dei sistemi di distribuzione
- Fornitori di servizi di bilanciamento
- Gestori di piattaforme di mercato

Interazioni di mercato:

- I DSO pubblicano i requisiti di flessibilità
- I BSP qualificati presentano offerte
- Gli MPO gestiscono il mercato e comunicano i risultati dell'asta

Tuttavia, nelle **reti elettriche delle isole minori**, le esigenze di regolazione sono legate alla **gestione del bilancio energetico complessivo** in presenza di un'elevata produzione da FER e di un carico elettrico limitato.



Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Le criticità operative riguardo al bilancio complessivo energetico possono essere ricondotte a:

- la necessità di **limitare la produzione da FER** in reti con capacità di controllo limitate;
- lo sviluppo e il coordinamento di **soluzioni tecnologiche avanzate** (sistemi di accumulo, inverter grid-forming, ecc.) per consentire livelli più elevati di penetrazione delle FER.

Tali esigenze potrebbero essere soddisfatte tramite altri strumenti di flessibilità, quali i Flexible Connection Agreements (FCA).



I DSO beneficerebbero dei FCA per:

- **connessione rapida** di nuovi impianti anche in presenza di congestioni di rete.
- **riduzione dei costi di investimento**, evitando o posticipando i rinforzi infrastrutturali.
- **migliore l'utilizzo efficiente della rete**, favorendo l'integrazione delle FER.



L'adozione di FCA richiederebbe tuttavia:

- degli **strumenti regolatori**, ad oggi ancora non disponibili.
- una **metodologia standardizzata** ed efficace, utile a definire il livello di penetrazione delle FER che oggettivamente comprometterebbe la gestione delle reti isolate, giustificando i DSO ad attivare la modulazione.

HOSTING CAPACITY

Corrado Maria Caminiti,
Davide Fratelli

05

Stima del potenziale fotovoltaico

In un'ottica di pianificazione strategica è fondamentale identificare con precisione la localizzazione degli impianti, il livello di connessione alla rete (MT/BT) e la potenza nominale che il sistema elettrico sarà chiamato a gestire. La semplice presenza di coperture (es. tetti) rappresenta una condizione necessaria ma non sufficiente per l'installazione: tali superfici devono garantire un'esposizione adeguata, così da assicurare una producibilità energetica tale da rendere l'investimento sostenibile e bancabile.

Si propone pertanto una procedura che compie un ulteriore passo verso la fase implementativa, con l'obiettivo di valutare il potenziale reale in termini di produttività delle coperture e livello di connessione alla rete. La metodologia si articola in tre fasi:

DATA GATHERING

- File DSM (Digital Surface Model), informazioni georeferenziate ad alta risoluzione per mappare di una certa superficie l'elevazione e la posizione
- Dati meteorologici con risoluzione oraria
- Poligoni degli edifici

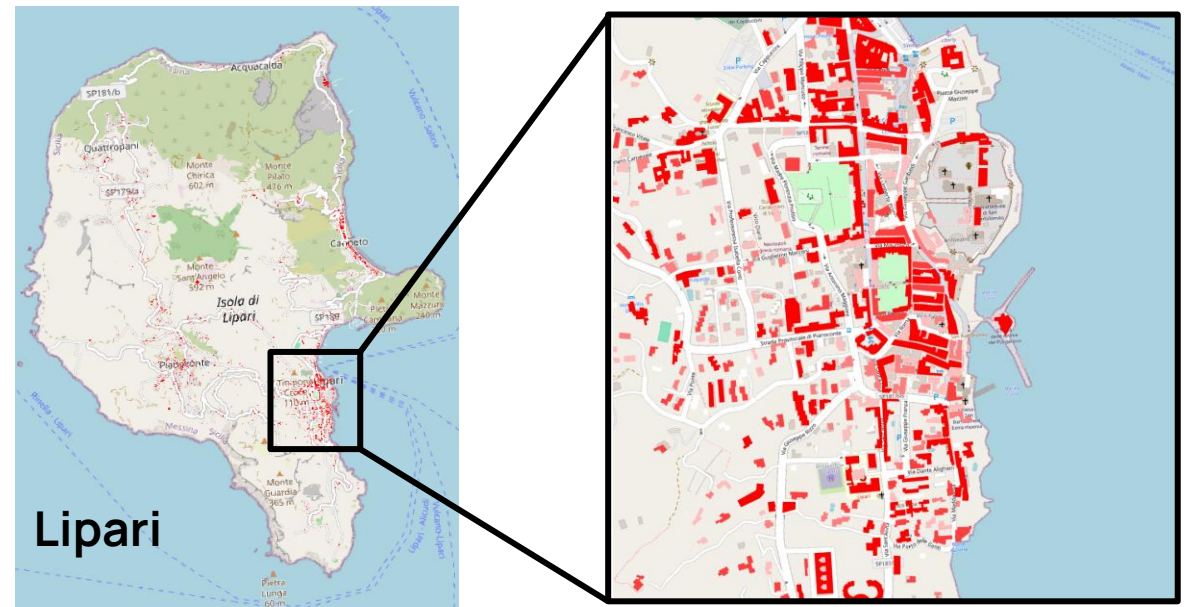
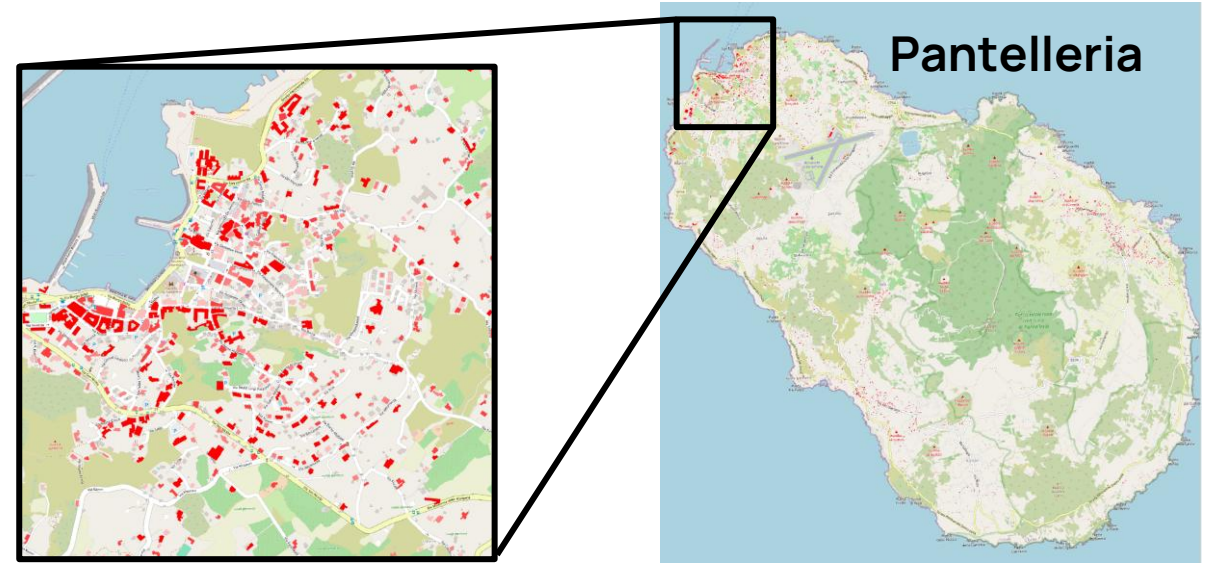
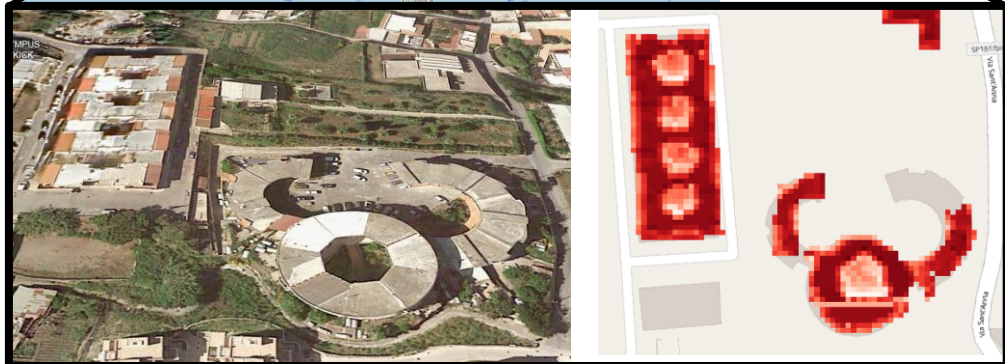
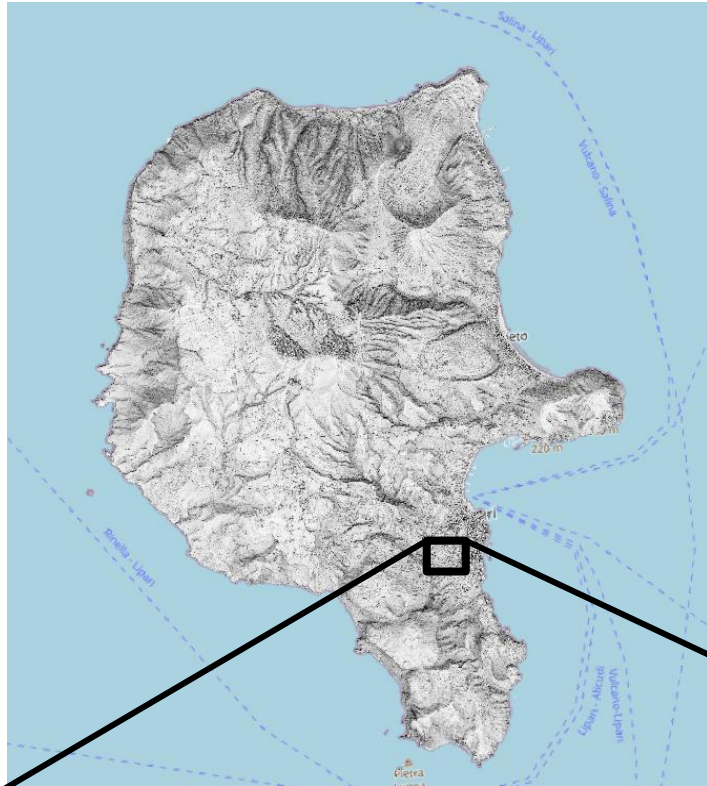
DATA PROCESSING

- La radiazione solare viene calcolata per ciascun pixel dell'area in analisi
- Per ogni edificio si stima l'area potenziale entro cui installare l'impianto e la sua potenza nominale

RESULTS ANALYSIS

- Integrazione con il layer dell'infrastruttura elettrica
- Rappresentazione dei risultati su QGIS

Stima del potenziale fotovoltaico

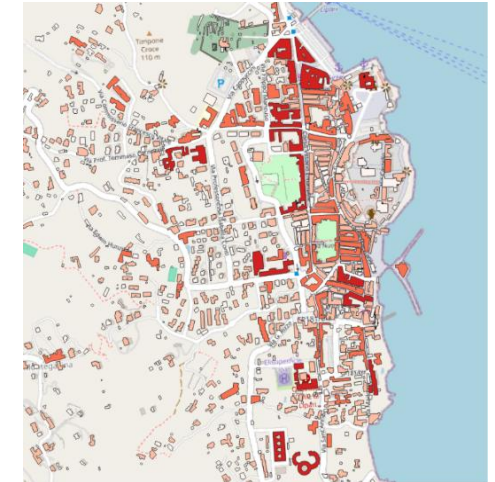


Stima del potenziale fotovoltaico

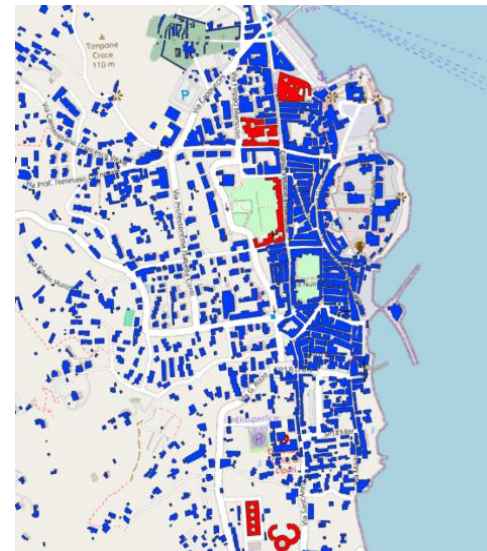
	Lipari	Pantelleria	Favignana
Potenziale Fotovoltaico [MWn]	27.25	23.49	5.97

- Come detto, il potenziale fotovoltaico è elevato e critico da gestire anche se una quota parte di questo venisse installato nelle rete attuale;
- Gran parte del potenziale è di piccola taglia, connesso in BT;
- Sarebbe interessante integrare con le informazioni di occupazione degli edifici e tipologia d'uso (prima/seconda casa o struttura ricettiva) per accoppiarvi un profilo di domanda.

Mappa di tutti gli edifici



Mappa con la suddivisione BT/MT



Mappa con i soli edifici ricettivi



Hosting Capacity: una definizione chiara?

Il termine Hosting Capacity è un cappello molto ampio che raccoglie una definizione che vuole rispondere alla domanda:

«Quanta generazione può essere installata in rete senza degradare o interrompere il suo esercizio?»

Le metodologie più comuni contemplano l'osservazione di **vincoli termici** per il transito di corrente lungo linee e trasformatori e **vincoli di tensioni** per nodi elettrici e elementi di rete. Altre metriche vengono talvolta introdotte, quali, ad esempio, analisi temporali e qualità del servizio.

La particolarità del contesto isolano complica la definizione classica:

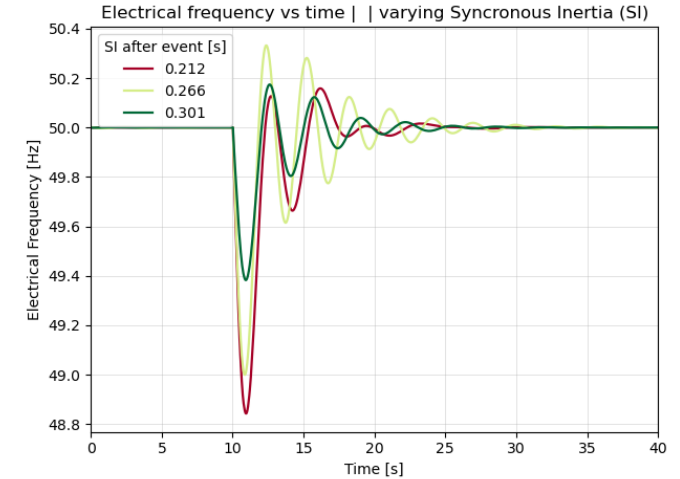
- Ridotto numero di risorse collegate
- Mancanza di interconnessioni
- Ridotta estensione della rete



Come declinare il concetto di Hosting Capacity nel contesto isolano?

Il paradigma isolano, quindi, deve fin dalle declinazioni più semplici integrare il criterio vincolante della **stabilità della rete**, monitorata per mezzo di bilanci di potenza e verifiche della frequenza.

Pur ricercando una definizione simile negli obiettivi è necessaria una distinzione (o estensione) che allarghi il perimetro delle metriche adottate, declinando una **Hosting Capacity for Electric Island**.



$$H \frac{d(2\pi f)}{dt} = P_t^{meccanica} - P_t^{elettrica}$$

Come calcolare il «limite» di generazione?

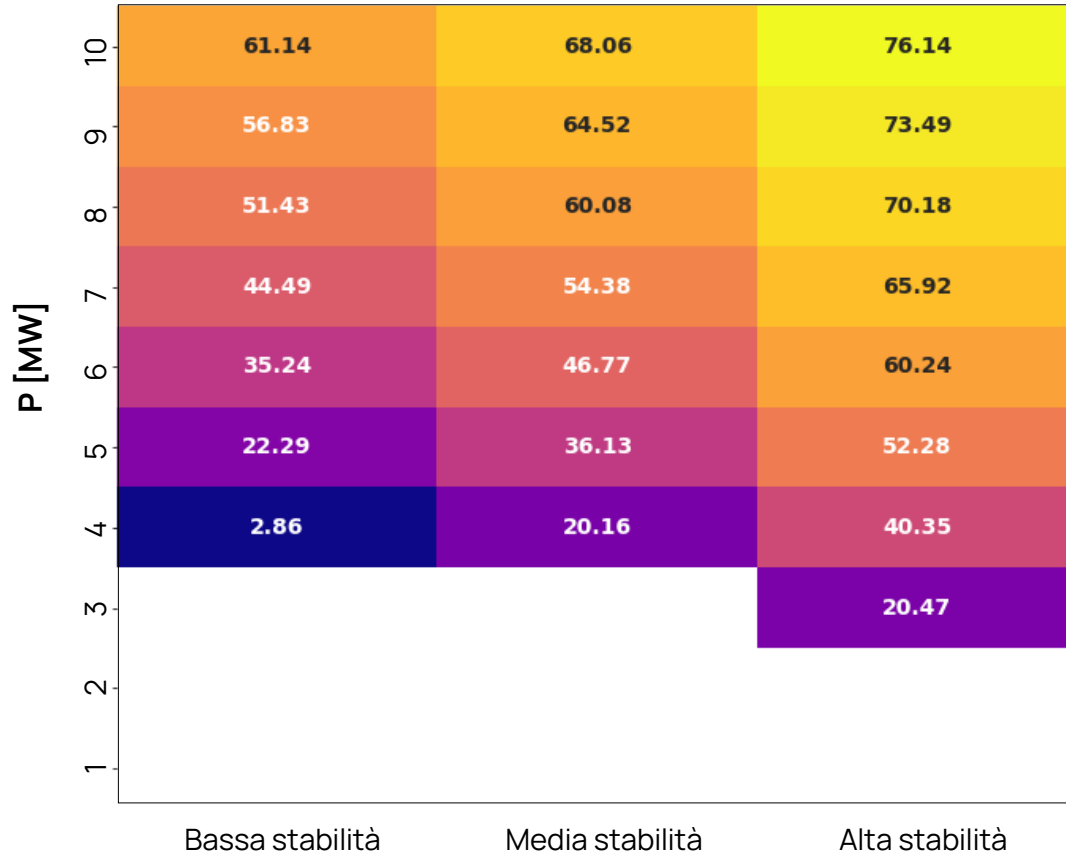
Come gestire la potenza in eccesso?

Quando calcolare il «limite» di generazione?

Come implementare il monitoraggio?

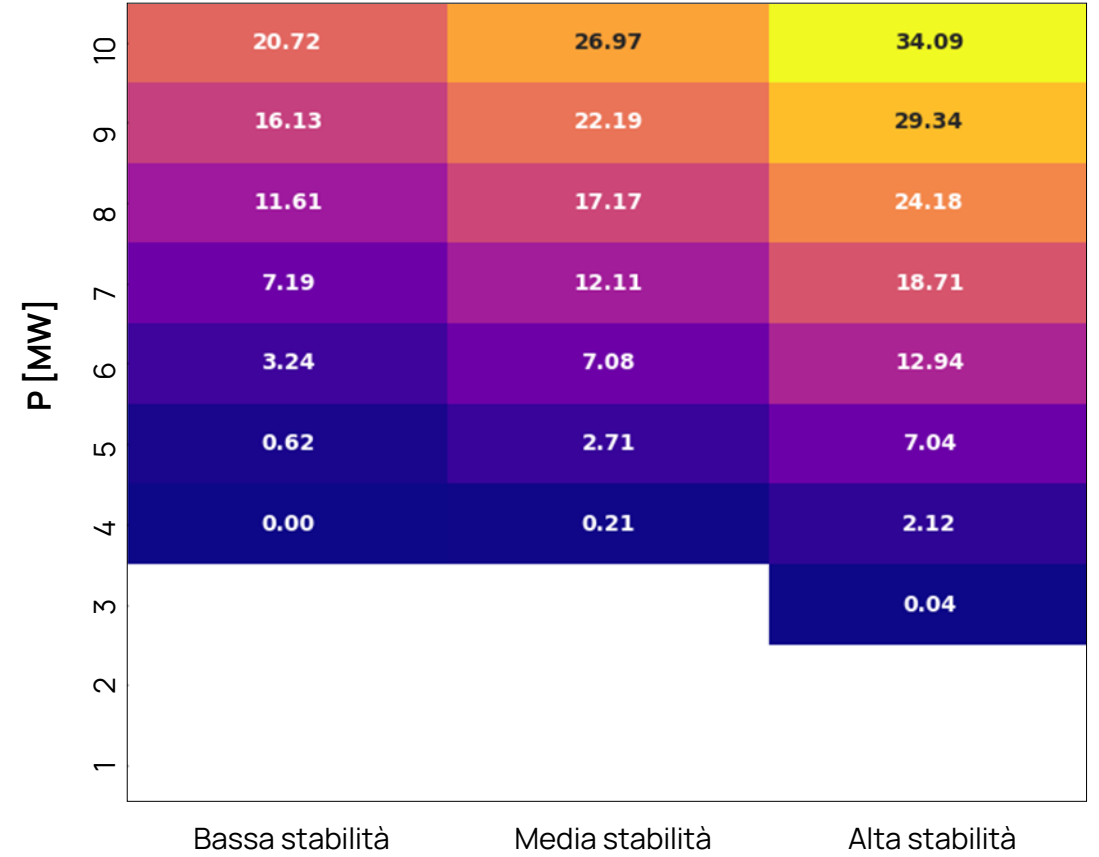
Lipari: Evidenze qualitative da alcune simulazioni

Percentuale energia tagliata [%]



Approccio a) Modulazione indifferenziata per tutte le ore dell'anno

Percentuale energia tagliata [%]



Approccio b) Modulazione definita per ogni singola ora dell'anno

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Ettore De Berardinis

06

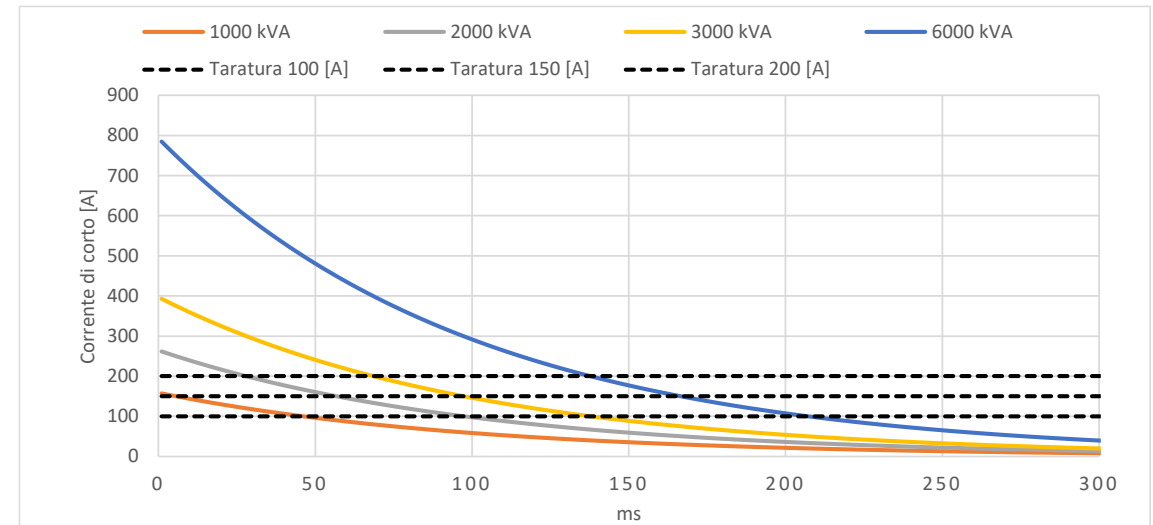
GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

- Le protezioni attualmente utilizzate sulle reti MT e BT sono di tipo tradizionale e basate su un contributo significativo di corrente in caso di guasti polifase dovuto ai generatori sincroni
- Le protezioni installate sulle reti MT per l'individuazione dei guasti polifase sono generalmente protezioni di massima corrente (50/51) oppure protezioni distanziometriche (21) in grado di rilevare la posizione del guasto sulla linea MT interessata
- Le protezioni installate sulle reti BT per l'individuazione dei guasti sono generalmente realizzate tramite interruttori magnetotermici installati su ciascuna linea BT con caratteristiche di intervento istantaneo e a tempo inverso in funzione della corrente rilevata
- Oggi è ancora possibile garantire un corretto funzionamento dei sistemi di protezione in presenza di una limitata penetrazione di fonti rinnovabili che non riduce in modo essenziale la presenza dei generatori rotanti
- Nel caso di guasti monofase a terra sulle reti MT la presenza della generazione rinnovabile con riduzione anche molto significativa dei generatori sincroni non ha alcun effetto sul funzionamento delle protezioni direzionali di terra installate sulle linee MT (67N)

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Guasti polifase sulle linee MT in presenza di generatori rotanti in stazione

L'intervento della protezione di massima corrente deve essere assicurato con una soglia istantanea poiché la costante di tempo transitoria (T'_d) dei generatori diesel è di circa 100 ms e quindi la corrente di corto circuito fornita può scendere al di sotto della soglia in poche decine di ms in funzione del numero di generatori presenti



Guasti polifase sulle linee MT in assenza di generatori rotanti in stazione

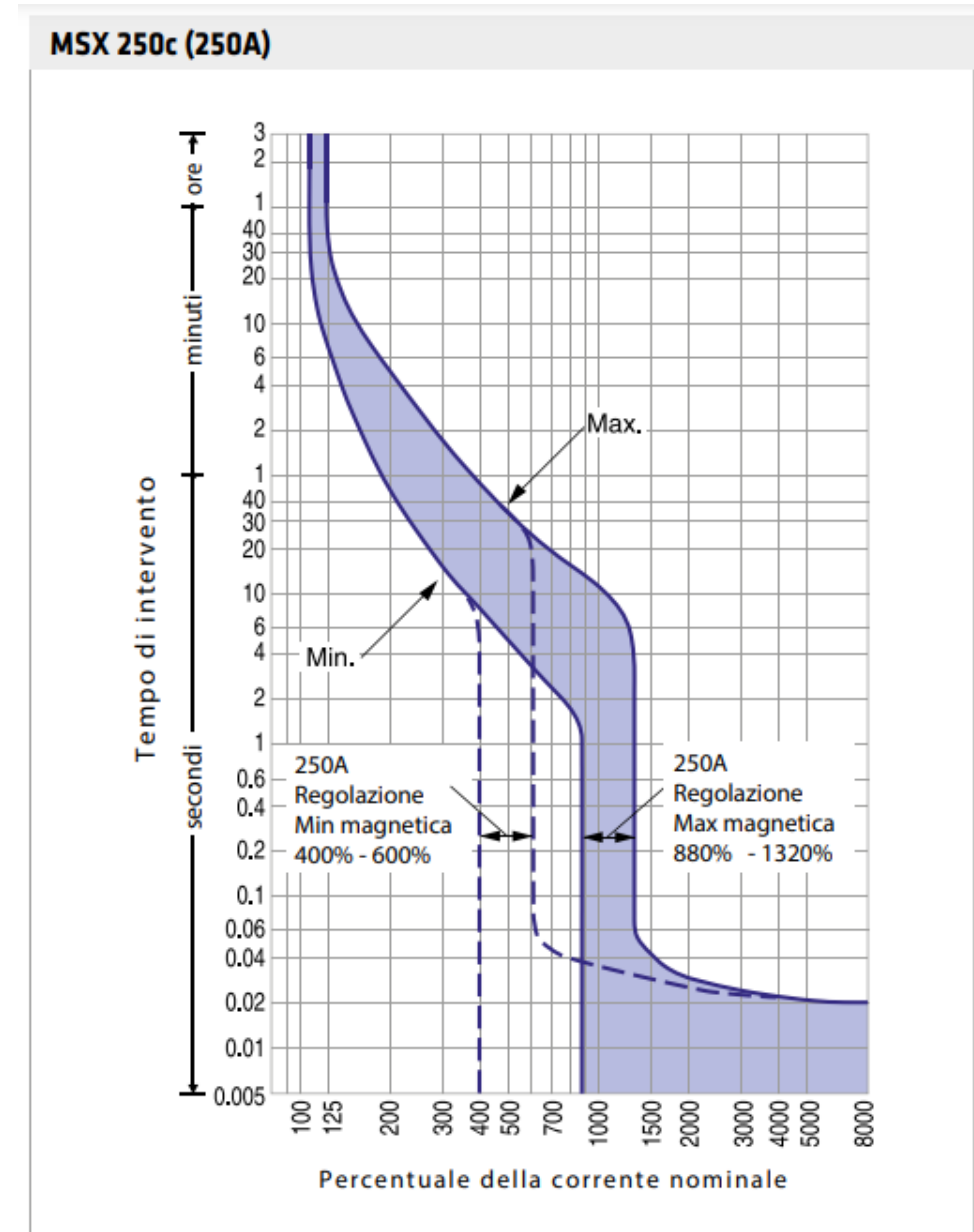
La presenza di convertitori statici (Grid Following) in stazione permetterebbe in generale la individuazione del guasto polifase sulle linee MT se fosse possibile tarare in modo automatico le protezioni di massima corrente con valori funzione della potenza nominale del convertitore statico e della potenza massima erogabile (ipotizzando a circa $1.1 I_n$ il contributo alla corrente di guasto)

La presenza di convertitori statici (Grid Forming) in stazione permetterebbe un miglioramento delle soglie delle protezioni di massima corrente in funzione del contributo di corrente di corto circuito fornito. Ma, ad oggi, non vi è ancora uno standard tecnico che regoli il comportamento degli inverter Grid Forming.

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Guasti sulle linee BT

- Le caratteristiche di intervento degli interruttori magnetotermici installati sulle linee BT sono con scatto istantaneo e a tempo inverso in funzione della corrente rilevata
- **In caso di presenza dei generatori sincroni**, l'intervento degli interruttori automatici è possibile
 - in modalità istantanea in caso di guasto vicino alla sbarra BT
 - in qualche secondo in caso di guasto in lungo linea oppure in fondo linea
- **In caso di presenza di generatori collegati tramite inverter** la modesta entità della corrente di guasto potrebbe rendere il guasto difficilmente identificabile, se non con tempi di diversi minuti (ipotizzando che tale corrente di guasto possa essere sostenuta)



GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Considerazioni di sintesi

- Le tarature delle protezioni di massima corrente di linea MT possono essere eventualmente modificate con taratura adattabile in modo automatico in funzione della configurazione dei generatori connessi alla rete MT tramite logiche programmabili delle protezioni
- Le protezioni direzionali di massima corrente omopolare sulle linee MT possono continuare ad essere utilizzate in caso di gestione del neutro isolato oppure compensato
- Gli interruttori magnetotermici BT non possono essere adeguati in funzione della connessione dei generatori ed in caso di assenza di generatori sincroni consentirebbero solo interventi in minuti con conseguenti buchi di tensione rilevati sulla rete BT della CS coinvolta di durata analoga
- Installazione di nuove apparecchiature in BT in grado di misurare la corrente in funzione della tensione (ad esempio)
 - corrente prossima alla nominale **AND**
 - tensione inferiore ad una soglia

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Considerazioni di sintesi

- I sistemi di protezione richiedono quindi una evoluzione indispensabile a gestire opportunamente l'incremento della penetrazione delle FER.
 - Nel breve termine, tale evoluzione potrebbe avvenire in continuità con gli apparati in essere (e.g. ritaratura soglie, introduzione di soglie differenziate in base alla condizione di esercizio della rete, introduzione di logiche voltage restrained e simili).
 - Nel medio-lungo termine, in prospettiva di una penetrazione delle FER più importante, si ritiene necessario pensare ad una totale riprogettazione delle logiche usate.

PROPOSTE PER IL PROSEGUO DEL TAVOLO TECNICO 2026

Marco Merlo

07

Sviluppi Futuri

- I. Entro il gruppo di lavoro si è concordato circa l'importanza di approfondire il tema delle architetture di monitoraggio e controllo in essere sulle isole, sulla loro evoluzione, e sullo sviluppo dei vettori di comunicazione. Tali approfondimenti (si propone) saranno sviluppati in collaborazione con le aziende fornitrici di tecnologie interessate a collaborare.
- II. A partire da quanto al punto precedente, si sottolinea l'importanza di investigare la disponibilità, e/o l'eventuale sviluppo di nuove apparecchiature Smart, derivate da quanto in uso sulla rete nazionale, necessarie per una gestione in sicurezza delle reti isolane. Fra queste, si cita il caso del CCI, dei sistemi di accumulo (ioni di litio, Flywheel, altro).
- III. Come già introdotto nel capitolo 6, il tema delle Protezioni di Rete è sicuramente da attenzionare, valutando il limite operativo delle tecnologie/approcci tradizionali (appunto citati nel capitolo 6), e le potenzialità di nuove tecnologie, (eventualmente) già disponibili sul mercato ma ad oggi non utilizzate nelle reti isolane. Elemento di particolare importanza è l'analisi del comportamento, in regime di guasto, dei nuovi generatori basati su macchine inverter (grid following piuttosto che grid forming).

Sviluppi Futuri

- IV. Il principale tema di approfondimento si ritiene debba essere quello relativo allo studio di come il Regulatory Framework debba essere portato in evoluzione così da consentire un'efficace gestione della produzione da FER. In particolare gli elementi di approfondimento si ritiene che debbano essere:
- Definizione di una metodologia chiara e univoca per determinare la massima penetrazione di FER gestibile nelle varie isole – oltre tale soglia sarà invece necessario modulare la produzione, eventualmente provvedendo ad una remunerazione agli utenti dell'energia non prodotta;
 - In relazione al punto precedente, si ritiene importante valutare le eventuali possibili alternative per la modulazione dell'energia prodotta dalle FER (controllo real-time, accordi mensili, accordi settimanali), valutando anche la praticabilità dell'approccio;
 - Elemento di attenzione dovrà essere sia la gestione del bilancio energetico, che la gestione dei profili di tensione che, e anzi soprattutto, le esigenze di operational planning (ovvero la gestione di eventuali contingency, garantendo la sicurezza dell'esercizio).

Operativamente il processo si dovrebbe basare sulla costruzione di iniziative (progetti) sperimentali così come previste nell'ambito della delibera 252/2021/R/eel – eventualmente reinterpretata per gestire la realtà delle isole minori.



**Progetto Coordinato da Politecnico di Milano –
Dipartimento di Energia
www.e4g.polimi.it**

Coordinatore Scientifico: prof. Marco Merlo (marco.merlo@polimi.it)

Si precisa come l'iniziativa qui presentata è configurata come una libera collaborazione fra Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia e le varie società ed enti richiamati nel rapporto. Al fine di garantire la neutralità di quanto presentato, si rimarca come nessun finanziamento (diretto o indiretto) è associabile ai lavori sviluppati nell'anno 2025.



**POLITECNICO
MILANO 1863**

**DEPARTMENT
OF ENERGY**

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori

Ore 09.45 – Benvenuto

- Prof. Francesco Grimaccia - Politecnico di Milano

Ore 10.00 – Apertura dei lavori

- Prof. Marco Merlo – Politecnico di Milano

- Dr. Alessandro Bianco - UNIEM

**Ore 10.15 – ing. Marco Pasquadibisceglie - Direzione Mercati Energia - ARERA:
Contestualizzazione ed evoluzioni regolatorie**

Ore 10.30 – Politecnico di Milano – Presentazione dei lavori svolti, evidenze e criticità

Ore 11.30 – Tavola Rotonda

-ing. Ettore de Berardinis – Vicepresidente CT316 CEI

-ing. Fabio Zanellini - Presidente della Commissione Tecnica con delega agli Affari Regolatori - ANIE

-ing. Gianni Chianetta - ITALIA SOLARE

-ing. Francesco Baldi - Dipartimento Unità per l'efficienza energetica - ENEA

-ing. Riccardo Novo - Clean energy for EU islands secretariat – 3E

-ing. Roberto Sannasardo – Energy Manager Regione Sicilia

Ore 13.00 – Q&A

Ore 13.30 – Conclusioni e definizione degli obiettivi per i lavori del 2026



POLITECNICO | DEPARTMENT
MILANO 1863 | OF ENERGY

Indicazioni per il Q&A

Seguire il link sulla pagina web
dell'evento o inquadrare il QR
code sottostante

Sottomettere la domanda,
specificando:

Nome, Cognome, azienda e in che
modalità si sta seguendo l'evento
(presenza/remoto)

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori - 13

Marzo 2026



ROUND TABLE

- SCADA & Monitoraggio Rete



- Protezioni Elettriche



- Inverter Grid Forming

- Regulatory Framework



- TLC

- Gestione dei Bandi



- Energy Management Systems & Forecast



AGENZIA NAZIONALE PER LE
NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO
SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

L'esperienza ENEA sulle isole minori in Ricerca di Sistema Elettrico

Risultati ed esperienze

Politecnico di Milano, 13 marzo 2026

Francesco BALDI, Dipartimento Unità Efficienza Energetica

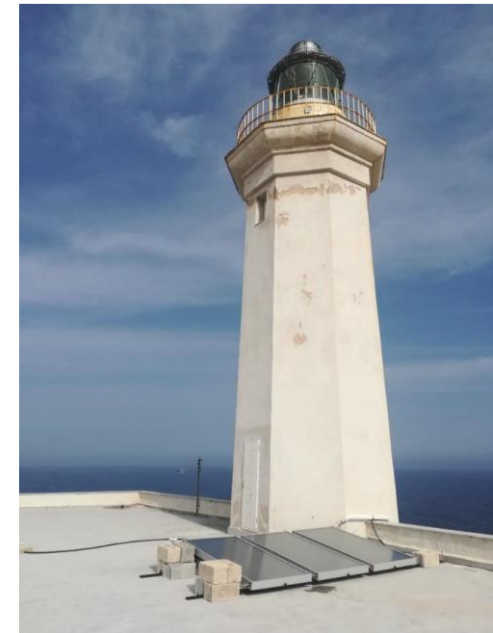
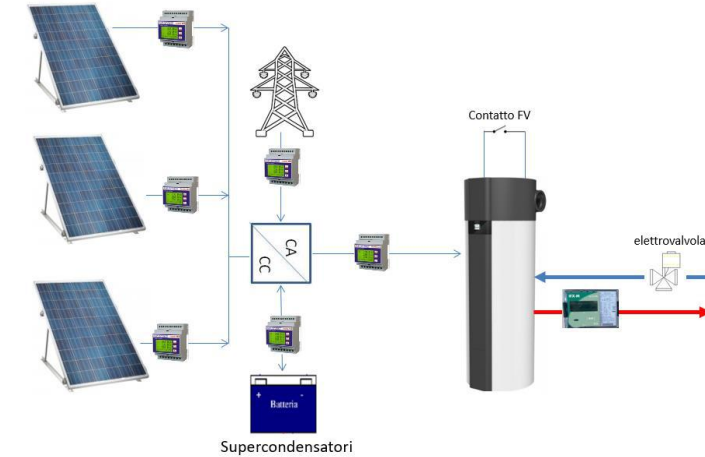
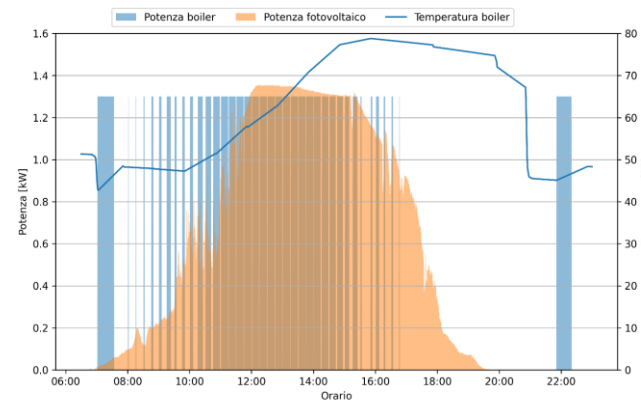


1101 0110 1100
0101 0010 1101
0001 0110 1110
1101 0010 1101
1111 1010 0000



Nove anni di ricerca di sistema (2019-2027)

- Sistemi ibridi avanzati per la produzione di acqua calda sanitaria
- Utilizzo di biodigestori di piccola taglia per la produzione decentralizzata di biogas
- Sistemi di raffreddamento solare ad alta efficienza
- Valutazione impatto del particolato sulla produzione fotovoltaica



Ostacoli, barriere, opportunità

Ricerca di Sistema 2022-2024

Due tavoli tecnici

Somministrazione di
questionari

interviste

Prima identificazione di barriere tecniche, normative, economiche,
organizzative, culturali

Ricerca di sistema 2025-2027

Linea di attività sull'identificazione di barriere e opportunità per la transizione energetica nelle
isole minori (POLITO)



La decarbonizzazione delle isole minori è una sfida strategica che richiede soluzioni innovative e pienamente integrate nel territorio. Sistemi energetici isolati, vincoli ambientali e fragilità strutturali impongono un approccio coordinato e multidisciplinare. Questo evento nasce per mettere in rete università, enti di ricerca, istituzioni e stakeholder del settore, con lo scopo di favorire il confronto e costruire collaborazioni stabili.

7-8 Maggio 2026

ENEA
Via dei Mille 21
40121 Bologna



LA DECARBONIZZAZIONE NELLE ISOLE MINORI: RICERCA E OPPORTUNITÀ



POLITECNICO
MILANO 1863

DEPARTMENT
OF ENERGY

Indicazioni per il Q&A

Seguire il link sulla pagina web
dell'evento o inquadrare il QR
code sottostante

Sottomettere la domanda,
specificando:

Nome, Cognome, azienda e in che
modalità si sta seguendo l'evento
(presenza/remoto)

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori - 13

Marzo 2026



Search

All collections

Search

Advanced search

Browse by subject

Expert Search

Publications Office

EU law

European data

EU tenders

EU research results

EU Whoiswho

EU publications

Publications Office > Publication detail > Clean energy for EU islands

Share Help

+ Add to my publications

Create alert

Permanent link

Metadata RDF

Embed in website



Rate this publication

Clean energy for EU islands**Study on connection policies and management of energy systems under conditions of asynchronous generation in the non-interconnected islands**

In 2021 and 2022 the Clean energy for EU islands secretariat (the secretariat) conducted a study on the regulatory barriers affecting the clean energy transition of islands. This provided significant insights on the operation of islands' electricity systems and formulated recommendations to overcome existing challenges.

View more

EU publications

How to cite

Download and languages

Publication details

YOU MAY ALSO LIKE

Study on regulatory barriers and recommendation for clean energy transition on EU islands

While islands are particularly vulnerable to climate change, they enjoy a naturally high potential of renewable energy s...

Published: 2023

Clean Energy for EU Islands. 01 March 2022

The year 2022 has started with rising energy costs and threats to Europe's security, also in the field of energy. This I



Link

Requisiti del Codice di Rete di Madeira



Link

Classe		A special	A	B	C	D
Potenza nominale dell'impianto produttore		< 2.5 kW	< 100 kW	< 1 MW	< 5 MW	> 5 MW
Requirements	Requisiti di funzionamento in regime stazionario					
	1. Limiti di frequenza	X	X	X	X	X
	2. Limiti di tensione	X	X	X	X	X
	3. Intervalli minimi di potenza reattiva in assorbimento ed erogazione			X	X	X
	4. Controllo locale della tensione		X	X	X	X
	5. Telecontrollo			X	X	X
	Requisiti di funzionamento in regime transitorio					
	6. Resistenza alla derivata di frequenza	X	X	X	X	X
	7. Risposta a variazioni di frequenza (sovrafrequenza, modalità LFSM-O)		X	X	X	X
	8. Risposta a variazioni di frequenza (sottofrequenza, modalità LFSM-U)				X	X
	9. Insensibilità ai disturbi di tensione e zone di distacco (buchi di tensione)			X	X	X
	10. Insensibilità ai disturbi di tensione e zone di distacco (sovratensioni)				X	X
	11. Ripristino della potenza attiva dopo buchi di tensione			X	X	X
12. Capacità di controllo dinamico della potenza reattiva durante le sovratensioni				X	X	
13. Capacità di controllo dinamico della potenza attiva e reattiva durante i buchi di tensione				X	X	

Installazione e gestione dei sistemi di accumulo – caso studio isole minori italiane (Pantelleria)



Link



Potenziale complessivo per impianto FV:

5.4 MWp (Zone 1) + 0.8 MWp (Zone 2) + 0.8 MWp (Zone 3) = 7.0 MWp

Producibilità impianto e penetrazione FER complessiva:

~12'000 MWh/anno

Raggiungimento obiettivo 50% FER (anche contando PV S.MED.E. + distribuito)

Necessaria espansione BESS (analisi su dati S.MED.E. Pantelleria S.p.A.) e valutazione curtailment:

+ 7.4 MW / 29.6 MWh (taglia ottimale)

11% curtailment FV complessivo

TIR = Tasso Interno di Rendimento; PBT = Pay Back Time

Scenario 1: Investimento privato nell'impianto FV

Prospettiva	Produttore
TIR	14.4%
PBT	7.2 anni

No fattibilità tecnica senza espansione BESS

Scenario 2: Investimento privato nell'impianto ibrido

Prospettiva	Produttore
TIR	-7.0%
PBT	20+ anni

**No fattibilità economica
Gestione BESS?**

Scenario 3: Investimento pubblico nell'impianto BESS, realizzato e gestito dalla IEM

Prospettiva	Pubblica
TIR	26.5%
PBT	4.3

Fattibilità tecno-economica
Elevato investimento iniziale

Scenario 4: Investimento nell'impianto BESS da parte della IEM con ammortamento e remunerazione del capitale investito

Prospettiva	Pubblica
Riduzione costi	-675 k€/anno

Fattibilità tecno-economica
Asset regolato → Accesso al credito



POLITECNICO | DEPARTMENT
MILANO 1863 | OF ENERGY

Indicazioni per il Q&A

Seguire il link sulla pagina web
dell'evento o inquadrare il QR
code sottostante

Sottomettere la domanda,
specificando:

Nome, Cognome, azienda e in che
modalità si sta seguendo l'evento
(presenza/remoto)

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori - 13

Marzo 2026

