

## PROGETTO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO CON POTENZA NOMINALE DI 94 MW DA REALIZZARE NEL COMUNE DI VITTORIA (RG) E NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG) DENOMINATO "CHIARAMONTE III"



REL.SC

Relazione tecnica sul sistema di Supervisione e Controllo

Project Manager	 <p>Soluzioni Tecniche Multidisciplinari</p> <p><b>Ing. Giuseppe Meli</b> Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo N. 5355</p> <p><u>TEAM di Progettazione:</u> Ing. Davide Baldini Ing. Maurizio Savi Ing. Giovanni Termini Arch. Ilenia Zunino Arch. Filippo Piazza</p> <p>Via Giovanni Campolo, 92 90145 - Palermo Tel. 091-6818075 info@stmingegneria.it</p>	Consulenze Specialistiche	 <p><b>TecSolis S.r.l.</b> via Baraggino snc (Ex Cav) 10034 - Chivasso (TO) tel. 011-9173881 Email: info@tecsolis.com P.IVA 09657340015</p> <p>Ing. V. Chiarelli Ing. A. Garramone Ing. Luca Argano</p>		
	 <p><b>Sicilwind S.r.l.</b> Viale Croce Rossa, 25 90144 - Palermo (PA) tel. 0919763933</p> <p>Michele Ognibene (Geologo) Rosario Fria (Geologo) Marcello Militello (Geologo) Ivo Gulmo (Ingegnere) Paolo Castelli (Agronomo) Corrado Castelli (Agronomo-Forestale) Filippo Ianni (Archeologo)</p>				
Visto Ente					
Rev.	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato
0	30/11/2022	Prima emissione	F. Piazza	G. Termini	G. Meli


**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO  
CON POTENZA NOMINALE DI 94 MW  
DA REALIZZARE NEL COMUNE DI VITTORIA (RG)  
E NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG)  
DENOMINATO "CHIARAMONTE III"**

**RELAZIONE TECNICA SUL SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO**

## SOMMARIO

### Sommario

<u>1. PREMESSA</u>	
<u>2. ENERGIA PRODOTTA CON FONTI RINNOVABILI</u>	6
<u>3. DISPACCIAMENTO</u>	9
<u>4. FUNZIONI E PARAMETRI DA CONTROLLARE</u>	11
<u>Limiti di funzionamento</u>	11
<u>Insensibilità alle variazioni di tensione</u>	11
<u>Distorsione armonica</u>	11
<u>Protezioni del trasformatore AT/MT</u>	11
<u>Protezioni installate nella sezione MT</u>	12
<u>5. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO</u>	12
<u>Controllo della produzione</u>	12
<u>Modalità di avviamento e riconnessione alla rete</u>	12
<u>Regolazione della potenza attiva e reattiva</u>	13
<u>Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione</u>	13
<u>6. SISTEMA DI ACQUISIZIONE E SCAMBIO DEI DATI</u>	13
<u>MONITORAGGIO DEI COLLEGAMENTI</u>	14
<u>POLITICHE DI SICUREZZA</u>	15
<u>7. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA</u>	15
<u>TELEINFORMAZIONI</u>	15
<u>8. SCADA</u>	16
<u>CONTROLLO E SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE</u>	16
<u>Comunicazioni tra dispositivi</u>	17
<u>9. POWER PLANT CONTROL – SCHEMA A BLOCCHI</u>	22
<u>10. SINCRONIZZAZIONE</u>	22
<u>11. SICUREZZA</u>	23

	<b>IMPIANTO AGROVOLTAICO “CHIARAMONTE III” COMUNI DI VITTORIA (RG) E CHIARAMONTE GULFI (RG) RELAZIONE TECNICA SUL SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO</b>	<b>Codice: REL.SC</b>	
		Rev.: 00	Pag.: 2 / 3

## 1. PREMESSA

---

La presenza di quantità importanti di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e non programmabili all'interno del mix energetico nazionale, richiede il controllo in tempo reale dello stato della rete elettrica per garantirne la stabilità.

Questa attività, detta dispacciamento e gestita da Terna (gestore di rete), richiede che tutti gli attori coinvolti nella stabilità della rete elettrica (unità di produzione e consumo) siano controllati costantemente e rispondano in modo adeguato alle decisioni del gestore. Le principali grandezze fisiche coinvolte nel sistema di misura e controllo sono: corrente, tensione, frequenza, sfasamento.

Questo documento descrive gli schemi di base utilizzati e gli apparati installati nell'impianto fotovoltaico e normalmente denominati:

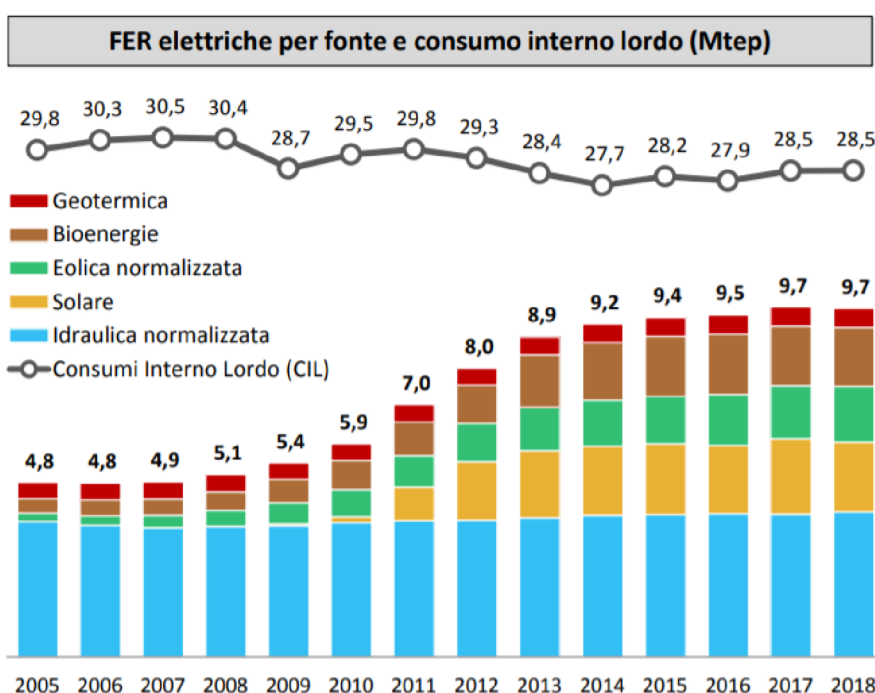
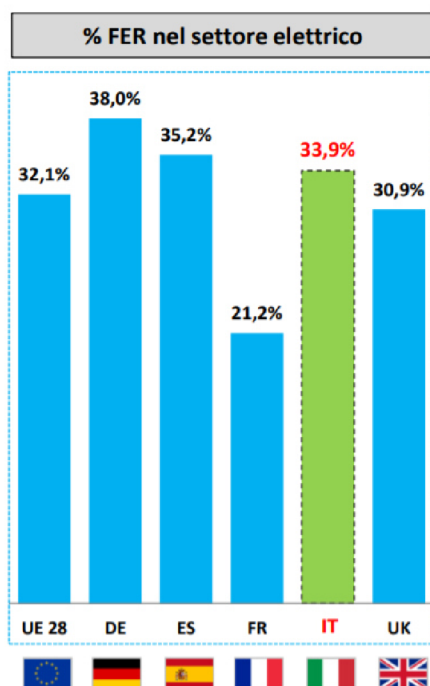
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

PPC (Power Plant Control)

E' descritto il vantaggio derivante dall'utilizzo di sistemi di accumulo di energia nel controllo della rete. Il progetto prevede la predisposizione di aree apposite per l'installazione di sistemi di accumulo con tecnologia elettrochimica.

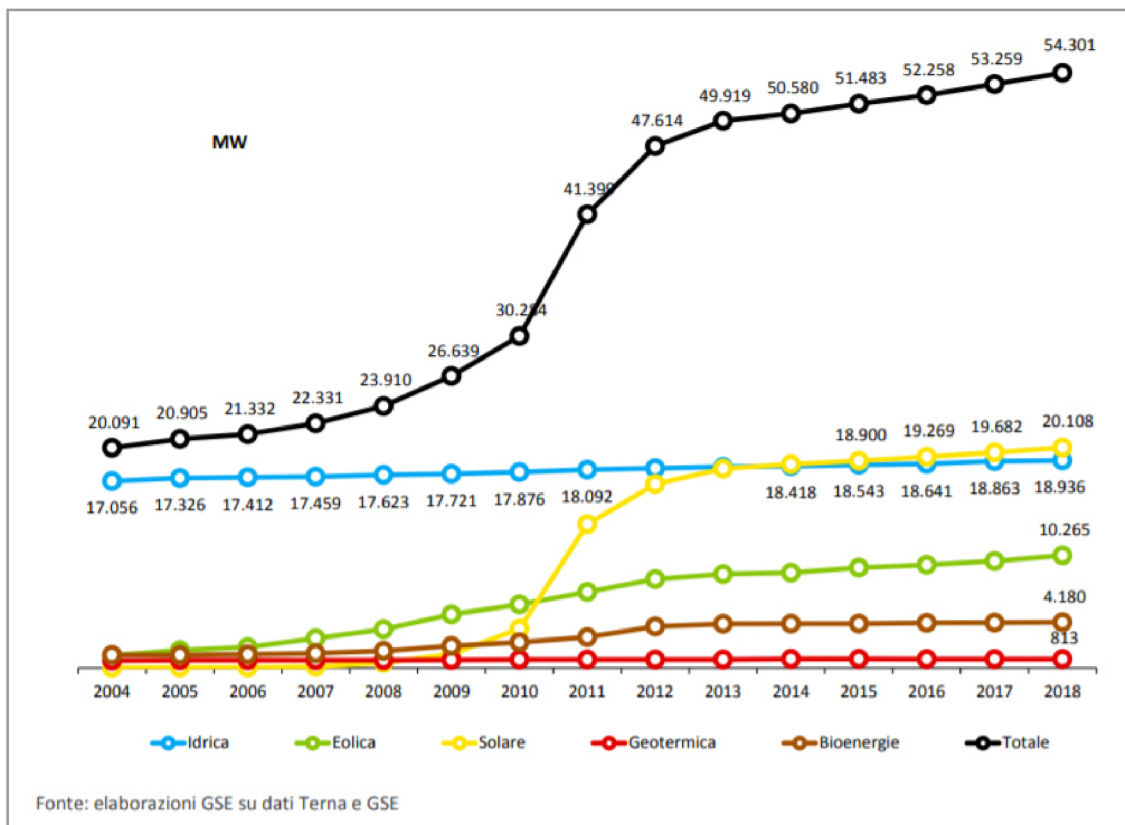
## 2. ENERGIA PRODOTTA CON FONTI RINNOVABILI

Tra i cinque principali Paesi UE per consumi energetici complessivi, l'Italia ha registrato nel 2018 il valore più alto in termini di quota coperta da Fonti di Energia Rinnovabile FER (17,8%). A livello settoriale, nel 2018 in Italia le FER hanno coperto il 33,9% della produzione elettrica, il 19,2% dei consumi termici e il 7,7% dei consumi nel settore dei trasporti.



*Dati GSE: Fonti Rinnovabili in Italia ed in Europa – Feb. 2020*

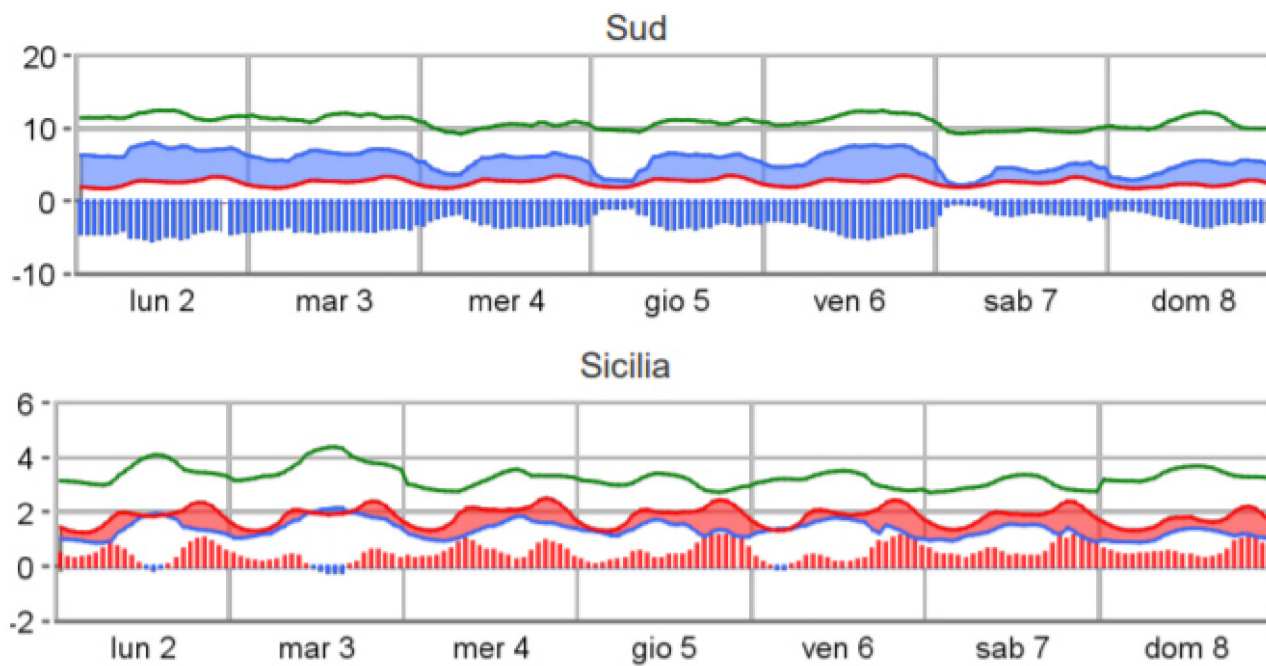
La fonte che nel 2018 ha fornito il contributo principale alla produzione di energia elettrica da FER è quella idraulica normalizzata (42% della produzione complessiva); seguono solare fotovoltaica (20%), bioenergie (17%), eolica normalizzata (16%) e geotermia (5%).



*Potenza Installata di Impianti FER*

Tra il 2004 ed il 2018 la potenza installata di impianti FER è passata da 20.091 MW a 54.301 MW con un tasso di crescita medio annuo del 7%.

In Italia la produzione ed il consumo di energia elettrica, per aree geografiche, non è distribuita in modo uniforme. Come si può notare dai grafici seguenti, i flussi di energia prodotta ed utilizzata, in una settimana "standard" non sono uniformi nelle diverse aree geografiche del paese, ed in particolare nella zona sud del paese. Ad esempio la Sicilia necessita di flussi di import di energia non trascurabili.

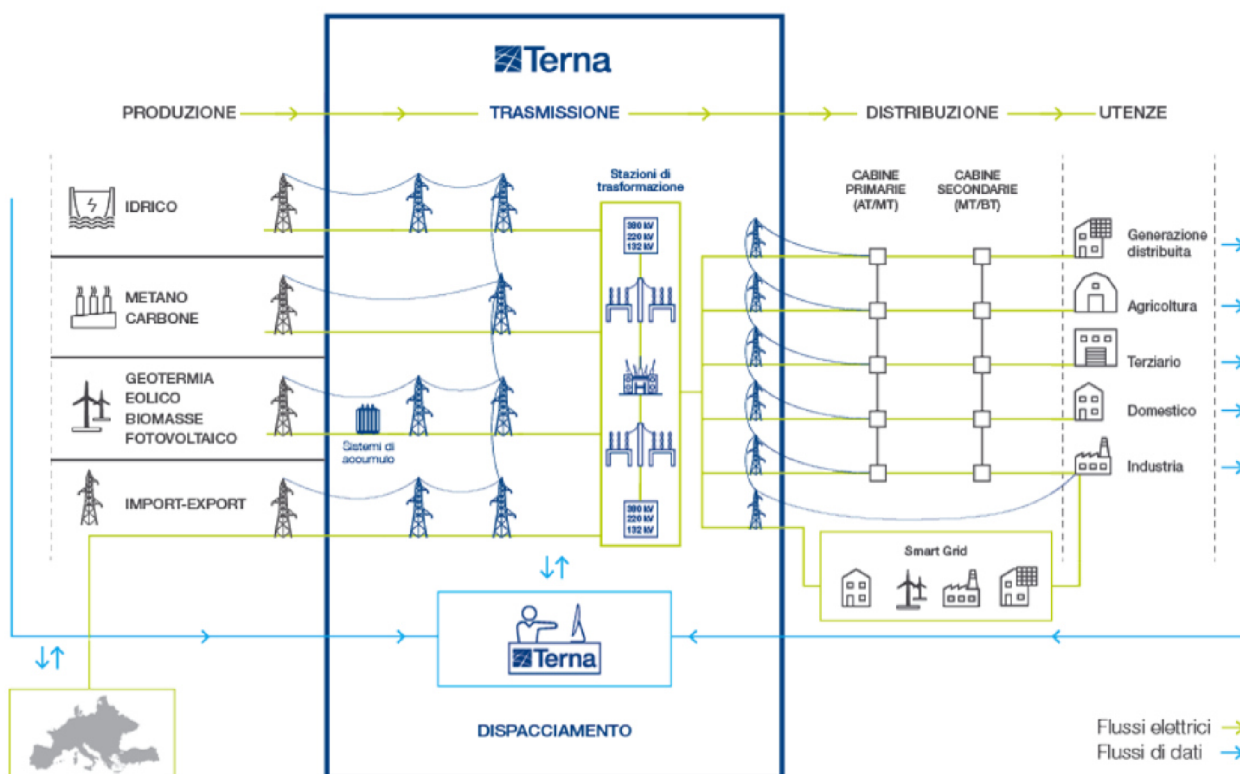


*Distribuzione della disponibilità di Energia -fonte GME*

### 3. DISPACCIAMENTO

Per sua natura l'energia elettrica è difficilmente immagazzinabile, storicamente sono utilizzati i sistemi di pompaggio collegati a centrali idroelettriche, in gran parte localizzati sull'arco alpino, in ogni caso distanti dalle aree di produzione di energia da fonte rinnovabile (centro e sud Italia) ed insufficienti per immagazzinare l'energia prodotta da fonti non programmabili.

I progetti di sviluppo di tecnologie di accumulo con tecnologie elettrochimiche su larga scala sono partiti solo di recente: per questo bisogna assicurare che in ogni momento la quantità di energia prodotta e immessa nella rete sia equivalente a quella consumata dalle imprese e dalle famiglie. La funzione di gestione dei flussi di energia entranti ed uscenti dal sistema elettrico è detta dispacciamento ed è gestito da TERNA. Il dispacciamento ha il potere e la responsabilità di controllo su un numero elevato e crescente di attori, sia dal lato della produzione che dal lato della domanda, e negli ultimi anni anche rispetto alla produzione da fonti rinnovabili, per loro natura non programmabili e che impone la risoluzione di problemi complessi che necessitano della “cooperazione” di tutte le unità di generazione, sia da fonti tradizionali che FER.



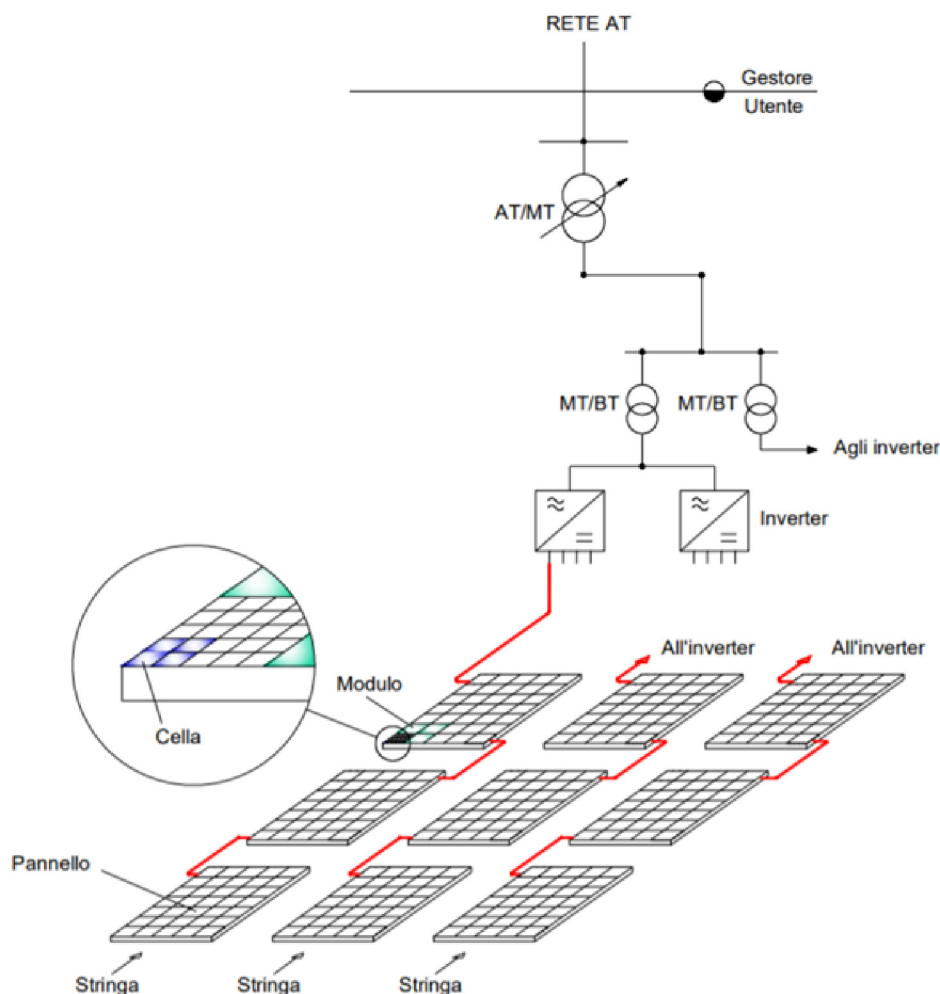
*Dispacciamento – Schema di principio*

Tutti gli impianti di produzione in progetto, essendo collegati alla rete in Alta Tensione, devono cooperare alla gestione della stabilità della rete nazionale, secondo le richieste di Terna.



Le procedure di scambio dei dati e le grandezze elettriche da controllare, tra le unità di produzione ed il gestore di rete, sono riportate nei documenti tecnici Terna: “Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di regolazione e controllo – all. A68” e “Criteri di connessione al sistema di controllo TERNA – all. A13”.

Lo schema semplificato della centrale di produzione da fonte solare in progetto è riportata nella figura seguente; ogni componente del sistema necessita di essere controllato, per poter rispondere agli “ordini” del gestore di rete.



*Schema sintetico della centrale di produzione solare denominata “Chiaramonte III”*

4.

## 5. FUNZIONI E PARAMETRI DA CONTROLLARE

### Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi dispositivi elettronici sono progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

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

con  $V_n$  la tensione nominale del punto di connessione.

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

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$$

### Insensibilità alle variazioni di tensione

Per gli inverter vengono richieste caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT). È richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni

### Distorsione armonica

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THDV) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma [IEEE 519] :


- THDV  $\leq 2,5\%$  per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THDV  $\leq 1,5\%$  per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

### Protezioni del trasformatore AT/MT

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

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

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

	<b>IMPIANTO AGROVOLTAICO “CHIARAMONTE III”          COMUNI DI VITTORIA (RG) E CHIARAMONTE GULFI (RG)          RELAZIONE TECNICA SUL SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO</b>	<b>Codice: REL.SC</b>	
		Rev.: 00	Pag.: 2 / 3

## Protezioni installate nella sezione MT

I sistemi di protezione della sezione MT garantiscono protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

## 6. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza attiva e reattiva
- Sistemi di tele-distacco della produzione

### Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sotto indicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore. Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata. L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine. L'Utente può richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un telesegnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

### Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente. Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non

superiore al 20% al minuto della Pn del campo fotovoltaico. Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% Pn.d

### Regolazione della potenza attiva e reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

### Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore. La Centrale Fotovoltaica è dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un tele segnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

## 7. SISTEMA DI ACQUISIZIONE E SCAMBIO DEI DATI

Il sistema di acquisizione dati del gestore di rete (TERNA) si basa su una rete di comunicazione dedicata sulla quale insistono i centri di controllo della rete di trasmissione nazionale. Tale rete è distribuita per coprire l'intero territorio nazionale e comprende diversi Punti di Accesso (PA) localizzati nelle seguenti Sedi Territoriali: Pero (MI), Torino, Venezia, Napoli, Roma, Palermo e Cagliari. Al fine di assicurare la necessaria ridondanza di sistemi, canali e punti di accesso (in ottica Disaster Recovery), le unità di produzione devono connettersi alla rete di comunicazione di TERNA in almeno due Punti differenziati di Accesso (PA). I canali di comunicazione utilizzeranno due provider distinti con diversificazione di percorso sull'intera tratta, rispettando le indicazioni seguente:

- Il Circuito deve garantire una latenza di 50msec RTT (round trip time), con minimo 300 byte di Payload;
- Il Provider deve garantire priorità dei pacchetti tramite meccanismi di QoS (quality of service);
- Il Circuito non deve essere in alcun modo esposto su Internet;
- Il Circuito deve afferire ad una rete privata tra PA Terna e l'unità di produzione;
- La velocità di connessione dovrà essere adeguata alla mole dei dati.

- Per motivi di sicurezza le politiche di routing ed il piano di indirizzi IP saranno definiti da TERNA.

Le tipologie di collegamento ammesse sono:

Collegamento in tecnologia CDN (Circuito Diretto Numerico);

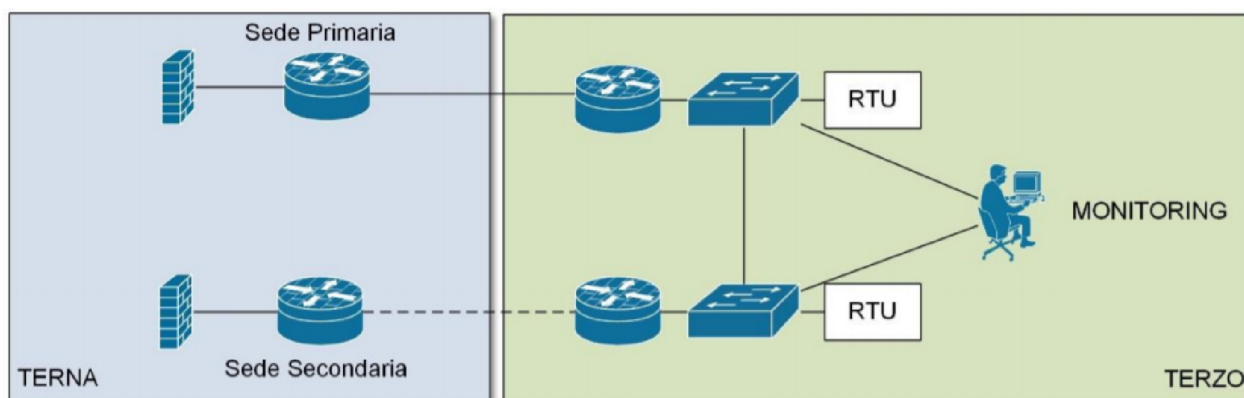
Punti di accesso per gli impianti installati in Sardegna e Sicilia

In condizioni normali di esercizio, le funzionalità di Controllo della rete nazionale, incluse Sicilia e Sardegna, sono svolte da un sistema centrale Scada situato sul continente. Nel caso di indisponibilità delle comunicazioni tra un'isola ed il continente, viene attivato automaticamente un sistema Scada di riserva posizionato sull'isola, che assume il controllo della relativa rete ed acquisisce in modalità autonoma i dati degli impianti di competenza. Al fine di consentire tale modalità di acquisizione, è necessario che i dati di tali impianti siano inviati verso il sistema Scada di Terna da apparati RTU o concentratori Gateway installati nell'isola stessa, attraverso due collegamenti dedicati:

- quello principale va attestato verso la sede Terna di riferimento dell'isola: Cagliari per la Sardegna e Palermo per la Sicilia
- il secondario va attestato verso una sede PA Terna del continente. Nel caso di utilizzo di concentratore-gateway, esso deve essere installato presso una sede dell'isola e dedicato ai soli impianti dell'isola stessa. Per poter acquisire i dati a livello applicativo mediante il citato protocollo IEC 104, le RTU installate presso le isole, dovranno avere una sessione IEC 104 in più dedicata agli scada Terna installati nelle isole.

## MONITORAGGIO DEI COLLEGAMENTI

Lo stato delle linee di comunicazione è costantemente controllato da Terna, attraverso community SNMP, in modo da poter segnalare al provider l'eventuale malfunzionamento degli apparati e/o del collegamento.



## POLITICHE DI SICUREZZA

Il produttore è responsabile della protezione e del monitoraggio delle comunicazioni per prevenire e rilevare accessi non autorizzati ai canali di comunicazione con Terna, provenienti sia da Internet che da host residenti nelle proprie reti cablate e wireless. Al fine di rendere sicuro il colloquio tra i Front-End del sistema di controllo di TERNA e gli apparati RTU dei singoli impianti, o il concentratore-gateway di più impianti, Terna impone l'utilizzo di connessioni Virtual Private Network (VPN), per tutti gli impianti di acquisizione che sfruttano la rete intranet. La

VPN dovrà essere instaurata tra il firewall Terna e gli apparati di rete degli impianti (RTU) del produttore qualora il collegamento tra le sedi sia realizzato mediante collegamento di tipo shared (es. MPLS, Satellite, intranet).

## 8. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA

---

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

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

### TELEINFORMAZIONI

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo. Il perimetro dei dati e la modalità con cui queste informazioni devono essere acquisite dal sistema del Gestore.

Anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s. E' inoltre richiesta all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m<sup>2</sup> ]
- Temperatura moduli [°C]
- Temperatura ambiente [°C]

Sistemi di registrazione oscilloperturbografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillo-perturbografica deve avvenire in conformità e secondo le specifiche indicate dal gestore di rete per impianti di taglia complessiva superiore a 50 MW. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente. Per tutti gli impianti è comunque richiesto l'impiego di apparati di protezione dotati di sistemi di oscilloperturbografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE9 .

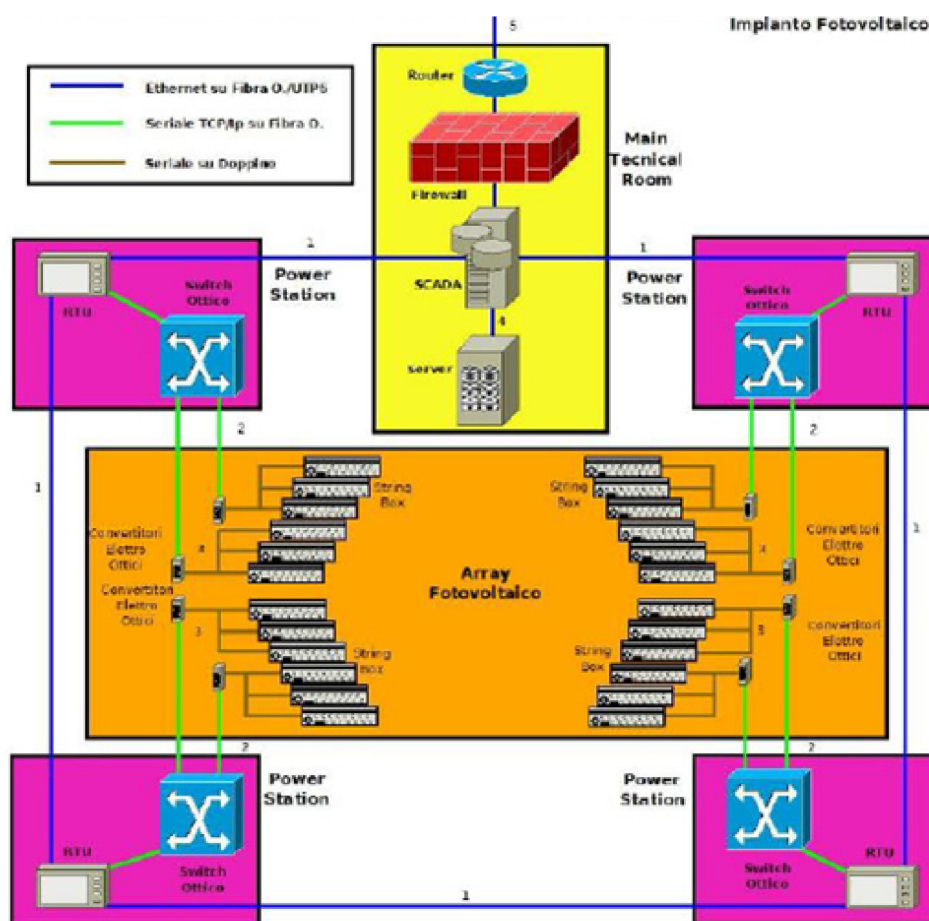
## 9. SCADA

---

## CONTROLLO E SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

La centrale di generazione di energia da fonte solare prevede l'installazione di un sistema hardware e software che verifica il corretto funzionamento dell'intero impianto denominato SCADA.

Il sistema provvede al monitoraggio dei parametri di impianto mediante l'acquisizione dei dati in tempo reale, alla storicizzazione degli stessi, valutazione delle prestazioni in conformità alle norme CEI 82-25, alla gestione degli allarmi e generazione di report.



*SCADA - SCHEMA A BLOCCHI*

Il sistema effettua costantemente la misura dei dati e la loro memorizzazione, sia per quanto riguarda il lato AC / DC che per i sottosistemi presenti.

Il sistema comunica con tutti i dispositivi dell'impianto fotovoltaico: inverter, sistemi di protezione, trasformatori e contatori, nonché con tutti i sistemi di monitoraggio ambientale presenti sul campo. I dati sono registrati cronologicamente con intervalli regolari di 10 minuti su database durante i periodi di funzionamento diurno dell'impianto.

E' previsto l'accesso da web e i dati saranno disponibili anche mediante esportazione in file di testo.

Il sistema SCADA, proposto è in grado di garantire e memorizzare i dati relativi ai principali parametri di funzionamento dell'impianto quali:

- Energia prodotta
- Potenza istantanea
- tensione, corrente, frequenza di ogni inverter
- stato degli allarmi di tutti i componenti del sistema (inverter, sistema di raffreddamento, trasformatori, celle di media tensione)
- Parametri di funzionamento delle singole string box.
- Stato dei dispositivi ausiliari (interruttori, scaricatori di sovratensione)
- Stato degli allarmi degli UPS

La piattaforma SCADA è segmentata in tre parti:

- “Main” SCADA
- Unità locali , posti all'interno delle Power Station (rack locali)
- Unità di conversione dei segnali posti sulle unità periferiche (string box, stazione meteo, sensori, allarmi)

### Comunicazioni tra dispositivi

Per la comunicazione tra i dispositivi di misura è utilizzato il BUS seriale RS-485 con protocollo MODBUS-RTU, oppure in fibra ottica momomodale..

La funzione di conversione per l'invio dei dati via seriale a grande distanza verrà svolta da convertitori di tipo media converter utilizzando fibra ottica.

### Funzioni di Monitoraggio e Supervisione

- Lo SCADA è connesso a tutti i dispositivi componenti l'impianto di produzione per la misura dei seguenti parametri elettrici e fisici:

#### Livello Moduli

- Temperatura del modulo

#### Livello Stringhe

- Potenza Istantanea
- Tensione DC
- Corrente DC
- Stato (fusibili, sovratensioni, efficienza, scaricatori)

#### Livello Inverter

- Tensione DC
- Corrente DC



- Tensione AC
- Corrente AC
- Potenza istantanea
- Isolamento
- Energia prodotta su diversi intervalli temporali
- Stato degli interruttori
- Temperatura interna
- LOG degli errori

#### **Livello Contatori**

- Energia Prodotta
- Energia Consumata dai servizi ausiliari
- Energia netta
- Frequenza
- Fattore di potenza

#### **Stazioni di Monitoraggio Ambientale**

- Temperatura dell'aria
- Velocità e direzione del vento
- Umidità
- Pressione Atmosferica
- Pioggia
- Irraggiamento (Diretto, diffuso e globale)
- Trasformatori MT/BT
- Parametri elettrici
- Temperatura

#### **Interruttori di manovra e sezionamento**

- Contatti di stato

#### **Funzioni di Calcolo**

Lo SCADA provvede al calcolo dei seguenti valori:

- Scostamenti tra le prestazioni del modello e quelle reali in potenza [kW] ed energia [kWh];
- energia giornaliera kWh;
- energia mensile in kWh;
- energia annuale in kWh;
- energia complessiva in kWh;
- performance Ratio di impianto su varie scale temporali (giorno, mese, anno);
- emissione Equivalente di CO2.

### Funzioni di Controllo

Mediante pagine grafiche multilivello dell'impianto è possibile eseguire il controllo di tutti i parametri elettrici e ambientali, nonché lo stato di tutti gli interruttori e protezioni oltre agli allarmi generati in automatico dallo stesso SCADA.

E' possibile effettuare il controllo remoto degli interruttori sul lato MT.

### Funzioni di visualizzazione

Le seguenti funzioni sono possibili:

- Energia prodotta giornaliera teorica ed effettiva;
- Energia prodotta mensile teorica e effettiva;
- Energia prodotta complessiva con dettaglio mensile e annuale;
- Energia prodotta per singolo inverter (Giornaliera, mensile, annuale).

### Lettura valori di campo

La lettura dei valori di fisici di campo, tensioni e correnti

I dati rilevati sono impiegati per la valutazione dei valori di produzione effettivi e confrontati con quelli teorici, per valutare le prestazioni dell'impianto.

Inoltre sono generati dei “warning” per segnalare eventuali inefficienze e/o apertura dei fusibili di protezione.

### Lettura valori integrali

I singoli inverter sono monitorabili da remoto e permettono di misurare:

- tensione DC su ogni singolo MPPT presente [V];
- corrente DC su ogni singolo MPPT presente [A];
- tensione AC in uscita [V];
- corrente AC in uscita [A];
- potenza Istantanea [kW];
- energia prodotta (ora, mese, giorno, anno)[kWh];
- temperatura interna [°C];
- stato di connessione lato AC e lato DC;
- stato delle protezioni interne;
- log errori.

Il dato di produzione di ogni singolo inverter è nel Data Base per generare I dati di produzione BT e dell'efficienza di conversione.

### Lettura Valori Trasformatori

Le temperature dei trasformatori elevatori sono isponibili al sistema SCADA.

### **Lettura valori energia Prodotta**

L'energia prodotta è rilevata direttamente dai contatori di produzione sulle singole Power Station, su MTR1 e sul misuratore di scambio.

### **Capacità di Storage**

Lo SCADA prevede una capacità di immagazzinare i dati dell'impianto per un arco temporale di un anno in locale. Con cadenza giornaliera i dati sono duplicati su server remoto con RAID 5 per la conservazione permanente dei dati.

### **Stato interruttori e protezioni**

Un dispositivo PLC è installato per rilevare lo stato degli interruttori di protezione, del dispositivo generale, del dispositivo di interfaccia e gli stati delle porte, per generazione di indicazioni e allarmi derivanti da disconnessioni dell'impianto (frequenza di lettura tipica pari a 10 msec). L'accesso alle funzionalità è possibile con l'utilizzo di protocollo IEC 104. La funzione di telecontrollo degli interruttori principali è prevista.

Saranno installati inoltre dispositivi di unità periferiche di difesa e monitoraggio (UPDM e RTU) basati su protocolli IEC-60870-5-014 per la connessione ai sistemi di controllo e teleconduzione impianti (SCTI) del gestore di rete, specializzati per le funzioni di distacco carichi, sviluppati conformemente alle specifiche tecniche del gestore locale di rete e del regolamento di esercizio.

### **Power Plant Control**

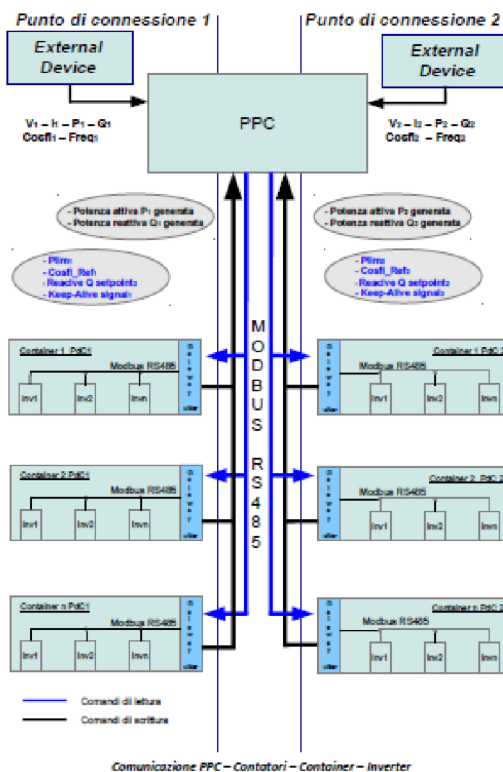
Nella cabina di controllo, al fine di consentire al gestore di rete la regolazione della potenza attiva e reattiva di tutto l'impianto, è installato un dispositivo di controllo dell'intero impianto, denominato Power Plant Control (PPC).

Il dispositivo riceve i valori di set point definiti dal gestore di rete (TERNA) e modifica i parametri di funzionamento degli inverter.

I parametri controllabili sono:

- Potenza attiva;
- Potenza reattiva (e/o fattore di potenza);
- tensione;
- frequenza;
- limitazione e controllo delle rampe di incremento e decremento della potenza attiva;
- riduzione automatica della potenza attiva ad una frequenza di rete definita secondo una curva caratteristica;
- adeguamento della potenza attiva in caso di differenza di frequenza;
- controllo della potenza reattiva notturna con impostazione su valori costanti e variabili.

## 10. POWER PLANT CONTROL – SCHEMA A BLOCCHI



## 11. SINCRONIZZAZIONE

La scansione dei dati dal campo è eseguita con una cadenza temporale di 1 minuto. I dati letti da ogni singolo strumento di misura saranno elaborati in tempo reale per permettere la visualizzazione istantanea dei parametri di impianto (correnti e tensioni AC/DC, potenze, energia, valori ambientali stati del sistema) e analizzati dal sistema per la generazione di eventuali allarmi automatici o segnalazione di anomalie in modo da consentire un tempestivo intervento da parte del personale di manutenzione. I dati aggregati di produzione (Energia, potenza media, ecc.) saranno salvati con una cadenza di 10 minuti,

I dati rimarranno memorizzati sul dispositivo RTU per un anno solare.

Con cadenza giornaliera questi saranno inviati ad un server remoto per l'archiviazione definitiva.

I vari componenti dello SCADA saranno sincronizzati temporalmente tra loro attraverso la distribuzione di messaggi di sincronizzazione periodici basati su protocollo NTP.

### Valutazione della Producibilità

Per poter effettuare una stima precisa della producibilità dell'impianto è necessario valutare i valori di irraggiamento e climatici.

I dati ambientali ed I dati di impianto saranno utilizzati per la valutazione delle prestazioni d'impianto (come da norma IEC 61724 e CEI 82-25).

### **Misura irraggiamento**

Il sistema rileva e memorizza I dati di irraggiamento e temperatura provenienti dai piranometri, dal piroeliometro e dai misuratori di temperatura ( dei moduli e ambiente).

Le comunicazioni tra i Server ridondati dello SCADA e le RTU dislocate nell'impianto utilizzano un sistema a fibra ottica (con un numero di core non inferiore a 24) con un'architettura ad anello. L'unico anello dell'impianto dovrà includere lo SCADA e tutte le RTU presenti.

## **12. SICUREZZA**

---

Per evitare le minacce esterne alla rete di trasmissione, è stato incrementato il livello di protezione dei dati e aumentata l'affidabilità dei sistemi. Si adotteranno requisiti di sicurezza definiti nella IEC 62443-2-1 rispettando le indicazioni relative ai differenti livelli di accesso in essa indicati quali:

- livello 0 : contiene i dispositivi di campo ( inverter, sensori ambientali, etc stazioni Meteo) che comunicano con l'RTU tramite un protocollo MODBUS TCP su Ethernet e MODBUS RTU su RS-485 (nessuna protezione richiesta)

- livello 1: che contiene le RTU, le stazioni Meteo, il PLC elettrico e i server dello scada che sono connessi attraverso una rete di processo in Fibra (Modbus TCP) o su Ethernet (protezione contro violazione occasionale o casuale).

-livello 2: Interfaccia operativa contenente la HMI collegata ai server dello SCADA attraverso una rete di supervisione (protezione contro la violazione internazionale con mezzi scarsi, risorse scarse, competenze generiche del sistema e scarsa motivazione)

livello 3: ove sono collocate l'Engineering Workstation e i servizi di accesso remoto per le reti esterni (protezione contro la violazione internazionale con mezzi sofisticati, risorse moderate, competenze specifiche del sistema e motivazione moderata).