



COMUNE DI SERRENTI

PROVINCIA DEL SUD SARDEGNA



REGIONE SARDEGNA

UNIONE EUROPEA



LAVORI PER INTERVENTI DA SVOLGERE PRESSO IL COMUNE DI SERRENTI NELL'AMBITO DELLA REALIZZAZIONE DI PROGETTI SPERIMENTALI DI RETI INTELLIGENTI NEI COMUNI DELLA SARDEGNA.

POR FESR Sardegna 2014/2020. Asse Prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita". Azione 4.3.1. Attuazione D.G.R. n. 63/19 del 25.11.2016. Azioni per lo sviluppo di progetti sperimentali di reti intelligenti nei Comuni della Sardegna

PROGETTO DEFINITIVO-ESECUTIVO

RELAZIONE TECNICA E SPECIFICHE TECNICHE

All:

02

scala :

VARIE

data :

Novembre 2017

aggiornamenti :

Collaborazione

Ing./P.I. Fabio Musio

Il sindaco :

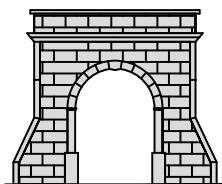
Dott. Mauro Tiddia

Il responsabile del procedimento :

Ing. Emanuela Musio

Il responsabile del servizio :

Ing. Alberto Atzeni



STUDIO TECNICO D'INGEGNERIA
ING. GIOVANNI MUSIO
ING. FABIO MUSIO
SERRENTI VIA S. VITALIA N.112
Tel.-Fax 0709159108
Sito Web: studiotecnicomusio.it
Studiotecnicomusio@gmail.com

Progetto e direzione lavori
ING. GIOVANNI MUSIO
ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI CAGLIARI N. 1854



COMUNE DI SERRENTI

PROVINCIA DEL SUD SARDEGNA



UNIONE EUROPEA

REGIONE SARDEGNA



**LAVORI PER INTERVENTI DA SVOLGERE PRESSO IL COMUNE DI
SERRENTI NELL'AMBITO DELLA REALIZZAZIONE DI PROGETTI
SPERIMENTALI DI RETI INTELLIGENTI NEI COMUNI DELLA SARDEGNA
(POR FESR Sardegna 2014/2020. Asse Prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita".
Azione 4.3.1. Attuazione D.G.R. n. 63/19 del 25.11.2016. Azioni per lo sviluppo di progetti
sperimentali di reti intelligenti nei Comuni della Sardegna)**

RELAZIONE TECNICA E SPECIFICHE TECNICHE PROGETTO DEFINITIVO-ESCLUSIVO



COMUNE DI SERRENTI

VIA NAZIONALE N°182 09027 SERRENTI (VS)
Tel.070915191 – Fax.0709159791 WWW.comune.serrenti.ca.it

Obbiettivi generali dell'intervento in conformità alla strategia del Piano Energetico Regionale Ambientale

Con il presente progetto esecutivo l'Amministrazione comunale di Serrenti intende realizzare nel complesso scuola media-teatro di via Gramsci interventi sperimentali di rete intelligente e rientrano nel piano di più ampio respiro di azioni rivolte al risparmio energetico attuate dall'amministrazione locale.

Le opere previste nel presente intervento hanno essere in attuazione del Bando POR FESR Sardegna 2014/2020. Asse Prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita", Azione 4.3.1. Attuazione D.G.R. n. 63/19 del 25.11.2016. Azioni per lo sviluppo di progetti sperimentali di reti intelligenti nei Comuni della Sardegna, approvato con deliberazione della Giunta regionale n. 63/19 del 25.11.2016.

L'azione si attua attraverso il sostegno alla realizzazione di micro reti elettriche da parte dei Comuni della Sardegna che, grazie all'utilizzo di sistemi di accumulo e di opportuni sistemi di gestione, realizzano l'integrazione tra produzione, accumulo e consumo, per massimizzare l'autoconsumo.

Nell'ambito degli obiettivi tematici del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR), il sostegno alla transizione verso un'economia a bassa emissione di carbonio costituisce una priorità di investimento da attuare attraverso l'efficienza energetica, la gestione intelligente dell'energia e delle fonti rinnovabili negli edifici pubblici, lo sviluppo e la realizzazione di sistemi di distribuzione intelligenti operanti a bassa e media tensione.

Coerentemente con la strategia del Piano Energetico Regionale Ambientale (PEARS), approvato definitivamente con la Deliberazione della Giunta regionale n. 45/40 del 2.08.2016, l'intervento promuove un nuovo modello che privilegia la generazione diffusa, calibrata sui profili di consumo delle utenze, la promozione dell'accumulo distribuito, l'adeguamento tecnologico e il conseguente efficientamento degli impianti esistenti. I sistemi di accumulo, in particolare quelli destinati al sistema energetico elettrico, rivestono un ruolo strategico nell'attuazione della pianificazione energetica.

Obbiettivi specifici dell'intervento

Le opere previste nel presente intervento, costituiscono una prima azione dedicata all'ottimizzazione della produzione degli impianti rinnovabili comunali e alla massimizzazione dell'autoconsumo delle utenze pubbliche tramite l'utilizzo delle tecnologie smart grid e lo sviluppo di una micro-rete sperimentale tra più edifici pubblici.

Nello specifico quindi l'intervento mira non solo all'integrazione tra produzione e accumulo al fine di massimizzare l'autoconsumo di un singolo edificio pubblico ma anche alla predisposizione preliminare del sistema come primo punto di una micro-rete comunale che permetta di ottimizzare la gestione energetica elettrica della produzione di più impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo e punti di consumo pubblici. Pertanto, l'intervento si configura come primo Smart Building comunale atto a integrare l'impianto fotovoltaico attualmente in esercizio presso il Teatro Comunale e la Scuola Media con un sistema di accumulo elettrochimico al litio per mezzo di un opportuno sistema di gestione dei flussi di energia elettrica al fine di realizzare gli obiettivi di autoconsumo e risparmio energetico previsti. In quest'ottica, l'intervento è stato valutato considerando il singolo impianto fotovoltaico ma privilegiando soluzioni di tipo "edificio intelligente" e prevedendo una predisposizione dei sistemi per una integrazione finale di più ampio respiro.

Intervento previsto

Il presente intervento interessa l'impianto FV afferente ad un POD unico a cui sono collegati gli edifici comunali del Teatro e della Scuola Media, come rappresentato nella figura sotto riportata. La potenza impegnata di fornitura elettrica è pari a 100 kW e l'analisi dei consumi dell'energia elettrica del 2016 evidenzia un consumo complessivo di circa 28.930 kWh/anno, tenuto conto dei consumi di almeno 4 anni precedenti si è ottenuto un consumo medio di 31.710 kWh assunto alla base dei calcoli seguenti, di questo consumo il 36% è attribuibile al Teatro e 64% alla Scuola Media. Il progetto sperimentale proposto risulta dunque particolarmente interessante in quanto permette di realizzare la massimizzazione dell'autoconsumo di due edifici pubblici con caratteristiche di consumo dell'energia elettrica temporalmente complementari. Infatti, le attività scolastiche sono svolte esclusivamente dal lunedì a sabato e prevalentemente nelle ore diurne, mentre il teatro è utilizzato nelle ore

serali e notturne, con la maggior parte delle attività svolte durante i fine settimana. Inoltre, a differenza della scuola, chiusa nei mesi di luglio e agosto, il teatro può essere utilizzato durante tutti i mesi dell'anno.

Infine, dall'analisi dell'area comunale su cui si trovano i due edifici pubblici è evidente come tale intervento si possa facilmente configurare come il primo "Edificio Intelligente" di una futura micro-rete comunale scolastica/sportiva/ricreativa, composta sia dalla scuola media e dal teatro anche dalla Scuola Elementare (su cui è installato un ulteriore impianto fotovoltaico comunale da circa 20 kWp), dalla Scuola Materna, dalla Palestra comunale ed dal campo sportivo, che permetta di gestire in modo ottimo e efficiente i consumi e la produzione del sistema scolastico/sportivo comunale.

La progettazione e la realizzazione dell'intervento sono perciò particolarmente complesse in quanto devono tener conto di più variabili e dello svolgimento di attività particolari nell'area di interesse. Nella progettazione esecutiva dell'intervento particolare attenzione è stata dedicata ai seguenti aspetti tecnici, che hanno comportato la risoluzione di alcune problematiche presenti:

- l'adeguamento dell'impianto fotovoltaico esistente, con la sostituzione degli inverter con altri del tipo ibrido in modo da consentire di implementazione con un sistema di accumulo e la messa in servizio di un sistema di gestione intelligente dei flussi di energia elettrica.
- lo sviluppo, l'installazione e la messa in servizio di un sistema di gestione intelligenti dei flussi di energia elettrica (Energy Management System – EMS) più complesso rispetto al caso di un singolo edificio comunale, in quanto deve consentire
- la predisposizione dell'EMS e dei sistemi elettrici integrati al fine di consentire lo sviluppo di una futura micro rete elettrica in seno al Comune di Serrenti nell'area scolastica, sportiva e ricreativa, come indicata in Fig.1;
- una limitazione delle aree interne alle due strutture a disposizione per l'installazione del sistema di accumulo e la necessità di realizzazione di strutture esterne adeguate ad ospitarle nel rispetto di tutte le normative vigenti in particolare quelle relative alle normative antincendio.

Figura 1 Area delle strutture comunali interessate alla micro-rete



Normativa generale

Normativa nazionale

- Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico n. 574/2014/R/EEL del 20.11.2014 "Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" e s.m.i.;

- Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico 642/2014/R/EEL del 18.12.2014 "Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21" e s.m.i.;
- Decreto legislativo, n. 50 del 18.04.2016 "Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture".

Normativa regionale

- Documento della strategia di specializzazione intelligente della Sardegna approvato a luglio 2016; - Deliberazione della Giunta regionale n. 45/40 del 2.08.2016 "Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna 2015-2030 "Verso un'economia condivisa dell'Energia". Approvazione definitiva";
- Deliberazione della Giunta regionale n. 46/7 del 10.08.2016 "POR FESR 2014/2020. Asse Prioritario IV. "Energia sostenibile e qualità della vita" - Sostenere l'efficienza energetica, la gestione intelligente dell'energia e l'uso dell'energia rinnovabile nelle infrastrutture pubbliche, compresi gli edifici pubblici, e nel settore dell'edilizia abitativa. Azione 4.1.1 - Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche: interventi di ristrutturazione di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici, smart buildings, e delle emissioni inquinanti anche attraverso l'utilizzo di mix tecnologici. Azione 4.3.1 - Realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia smart grids e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari e volti ad incrementare direttamente la distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili, introduzione di apparati provvisti di sistemi di comunicazione digitale, misurazione intelligente e controllo e monitoraggio come infrastruttura delle "città" e delle aree "periurbane";
- Deliberazione della Giunta regionale n. 63/19 del 25.11.2016 "POR FESR Sardegna 2014/2020. Asse Prioritario IV - "Energia sostenibile e qualità della vita" - Azione 4.3.1 – Programmazione delle azioni per lo sviluppo di progetti sperimentali di reti intelligenti nei comuni della Sardegna".

Contesto regolatorio di riferimento

L'Autorità, con i provvedimenti di cui alla Deliberazioni 574/2014/R/eel, 642/2014/R/eel, 360/2015/R/eel e 786/2016/R/eel., ha definito opportune disposizioni finalizzate a consentire l'integrazione nel sistema elettrico del sistema di accumulo, definito come "un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione.".

Si ricorda che non rientrano tra i sistemi di accumulo i sistemi, quali gli UPS, che svolgono esclusivamente la funzione di:

- assicurare la continuità dell'alimentazione,
- migliorare la qualità della tensione (buchi di tensione, flicker, armoniche, dissimmetria, variazioni rapide).

L'Autorità ha inoltre previsto che i sistemi di accumulo, essendo sistemi in grado di scambiare energia elettrica con la rete, siano trattati come impianti di produzione ovvero, nei casi in cui siano installati presso impianti di produzione, come gruppi di generazione.

Il quadro regolatorio attuale definisce:

- le disposizioni per la connessione alla rete dei sistemi di accumulo;
- le condizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo;
- le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo;
- le disposizioni inerenti all'erogazione del servizio di misura in presenza di sistemi di accumulo;
- le condizioni per la corretta erogazione degli incentivi o dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), in caso di integrazione di sistemi di accumulo negli impianti di produzione che ne beneficiano;
- i servizi di rete che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo.

Il Comitato Elettrotecnico Italiano, nel mese di luglio 2016, ha pubblicato la Variante V2 alla Norma CEI 0-16 e la nuova edizione della Norma CEI 0-21, in vigore a partire dal 1 agosto 2016.

In particolare, con la nuova edizione della Norma CEI 0-21, il CEI ha:

- allineato la Norma CEI 0-21 alle disposizioni previste dalla Norma europea CEI EN 50438 che comporta tra l'altro l'estensione del campo di applicazione delle disposizioni previste per gli utenti attivi anche agli impianti di produzione con potenza nominale inferiore a 1 kW;
- aggiornato le prescrizioni relative agli inverter e ai sistemi di protezione di interfaccia;

- definito i protocolli di test direttamente applicabili ai sistemi di accumulo e le specifiche per l'esecuzione delle prove (Allegato B);
- aggiornato lo schema standard del regolamento di esercizio, comprensivo delle verifiche periodiche dei sistemi di protezione (Allegato G).

Normativa tecnica specifica dei sistemi di accumulo su impianti fotovoltaici in conto energia - regole tecniche GSE (Gestore Servizi Elettrici)

L'intervento in progetto è relativo al POD della scuola media-teatro del comune di Serrenti dotato di un impianto fotovoltaico di potenza 19,8 kW con moduli al silicio policristallino, inserito nel 2° conto energia GSE, tariffa incentivante: N06E12415707, scambio sul posto SSP 00102712, entrato in esercizio in agosto 2010.

Le opere previste con l'inserimento di un impianto di accumulo, sostituzione inverter e adeguamento sistema di distribuzione e protezione con impianto di monitoraggio e controllo sono soggette alla normativa dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 574/2014/R/EEL del 20.11.2014 "Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" e s.m.i., alle norme tecniche CEI 0-21 (per quanto riguarda la bassa tensione) dicembre 2014 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica" ed alle regole tecniche richieste dal CSE per non perdere gli incentivi acquisiti.

Di seguito vengono forniti i principali riferimenti tecnico-normativi e legislativi per la connessione dei sistemi di accumulo alle reti elettriche di distribuzione in Italia (Fonte GSE).

In particolare si definiscono le prescrizioni tecniche che devono soddisfare i sistemi di accumulo secondo quanto riportato nelle varianti di dicembre 2014 delle Norme CEI 0-21 (per quanto riguarda la bassa tensione).

Definizioni dei sistemi di accumulo (SdA)

Prima di entrare nel merito delle considerazioni tecniche che hanno portato alle scelte di progetto è necessario precisare i termini della questione, definendo i parametri essenziali secondo la normativa tecnica.

Sistema di Accumulo: È un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente).

Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (**Battery Management System, BMS**) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di utente.

Sistema di Accumulo Bidirezionale: È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Sistema di Accumulo Monodirezionale: È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione.

Sistema di Accumulo Lato Produzione: È un sistema di accumulo installato o nel circuito elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta.

Sistema di Accumulo Post Produzione: È un sistema di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.

Schemi di connessione e misura in presenza di connessioni con SdA

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, che definiscono in ambito nazionale le prescrizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica in alta, media (CEI 0-16) e bassa (CEI 0-21) tensione, sono state recentemente aggiornate, per trattare anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico. Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha visto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia. Nel dicembre 2014, le norme in oggetto sono state ulteriormente aggiornate, tramite opportune varianti, con i servizi di rete richiesti agli storage, le prescrizioni circa le caratteristiche di capability. Le novità normative e i provvedimenti regolatori collegati (Delibere

574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel) hanno così portato a una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. In particolare la delibera 642/2014/R/eel, pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle **Regole Tecniche di Connessione (RTC)** ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

Secondo la definizione il SdA comprende quindi, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto l'inverter/convertitore di accoppiamento alla rete e il BMS. Sono invece esplicitamente esclusi dalla definizione di SdA i sistemi che entrano in funzione solo al mancare della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà dell'utente, come gli **UPS (Uninterruptible Power Supply)** o CPS (Central Power Supply), rispettivamente conformi alle norme EN 62040 e EN 50171.

Inoltre, benché esistano anche altre tipologie di SdA, oltre a quello elettrochimico (ad es. meccanico, termico termico, elettromagnetico, ecc.), le prescrizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 si applicano, allo stato attuale, solo a SdA di tipo elettrochimico (batterie).

Le RTC forniscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, nonché le caratteristiche del sistema di misura necessario al corretto trattamento dei flussi di energia introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione.

Un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione del generatore;
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione del generatore;
- presso un utente passivo.

Il sistema di accumulo previsto in progetto è del tipo elettrochimico agli ioni di litio ad alte prestazioni con energia di accumulo di circa 40 kWh del tipo monodirezionale collegato lato produzione.

Nel presente intervento è stata scelta la prima modalità di installazione del SdA (connessione nella parte di impianto in corrente continua,) riportata in Fig.2 che prevede la condivisione con il generatore (tipicamente fotovoltaico) del convertitore c.a./c.c.. Le batterie sono connesse al bus in c.c. attraverso un ulteriore convertitore (c.c./c.c.), necessario a disaccoppiare il funzionamento dello storage da quello generalmente secondo logica MPPT del generatore fotovoltaico, nel caso è stato scelto un inverter del tipo ibrido che provvede a queste funzioni di disaccoppiamento. Non vengono riportati gli altri schemi di collegamento del SdA. Questa configurazione consente di conseguire un rendimento ottimale del sistema complessivo: l'energia prodotta dal generatore può essere immagazzinata direttamente nel SdA, senza transitare sul lato in c.a. dell'impianto. Al contrario, se il SdA fosse connesso in c.a., l'immagazzinamento nel SdA dell'energia prodotta richiederebbe di operare su di essa una doppia conversione (c.c./c.a. nell'inverter del generatore, e successivamente c.a./c.c. nel convertitore del SdA).

Il convertitore c.a./c.c. del SdA e generatore può essere monodirezionale o bidirezionale: nel primo caso, quello scelto per il nostro impianto, la carica può avvenire unicamente mediante la produzione sul lato c.c. (in questo caso, il sistema SdA + generatore + convertitore è visto complessivamente dalla rete come un generatore equivalente); nel secondo caso, il SdA può immagazzinare sia l'energia prodotta dal generatore sia prelevarla dalla rete e non risponde alle finalità richieste dal bando RAS (vedi massimizzazione degli autoconsumi).

Nella figura 3 si riportano i contatori di misura dei flussi di energia. Il contatore di produzione M2 deve essere di tipo bidirezionale, indipendentemente dall'accesso o meno a regimi di incentivazione. Infatti, l'accumulo può consentire di prelevare energia dalla rete (non rilevata dal contatore M2 monodirezionale) e reimmetterla in rete come produzione locale.

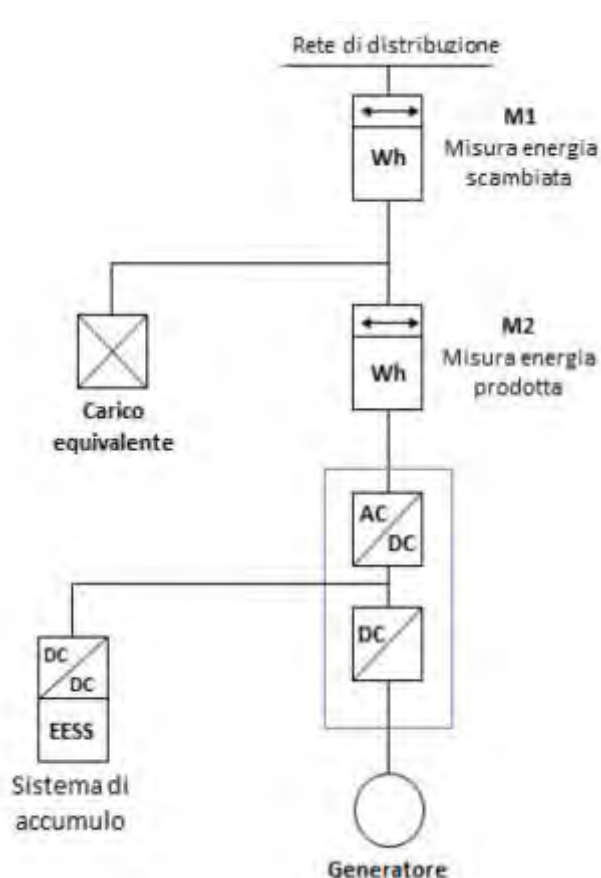
Infine, nella configurazione in esame, SdA e generatore si comportano ai fini della rete come un unico sistema, per cui condividono sia il **Dispositivo Di Generatore (DDG)**, che il **Dispositivo Di Interfaccia (DDI)**.

In alternativa il SdA può essere connesso sul lato in c.a. dell'impianto dell'utente, a valle o a monte del contatore di produzione M2. Il caso di SdA sul lato in c.a. a valle del contatore M2 è necessario quando si vuole installare l'accumulo all'interno di un impianto esistente, in quanto non necessita di intervenire sul generatore (sostituzione inverter). Rispetto alla configurazione con SdA integrato vista in precedenza, presenta tuttavia lo svantaggio di richiedere la duplicazione di alcuni apparati (ad es., il convertitore c.a./c.c.) e di comportare un rendimento complessivamente inferiore, per via del doppio stadio di conversione.

Inoltre se nell'impianto fotovoltaico è presente un sistema di accumulo sul lato c.a. dell'inverter, bisogna sommare alla potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, nel caso in oggetto 19,8 kW, la potenza del sistema di accumulo

Tale verifica è stata estesa dalla delibera 786/16 a tutti gli utenti attivi, anche a quelli connessi in data anteriore all'entrata in vigore della prima edizione della norma CEI 0-21, solo per gli impianti di potenza > 11,08 kW.

**Figura 3 misura dei flussi di energia con accumulo
posizionato nella parte in c.c.**



Le prove sui sistemi di accumulo

Per i SdA connessi in bassa tensione, soggetti alla norma CEI 0-21, nelle more dell'introduzione in norma delle modalità di prova dei requisiti tecnici e delle conseguenti certificazioni, è sufficiente allegare al regolamento di esercizio la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta dal costruttore, attestante che il medesimo sistema è conforme ai requisiti della norma.

Caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche degli accumulatori con Batteria Litio/Ioni

In una batteria litio/ioni il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO_2 con $\text{TM} = \text{Co}, \text{Ni}, \text{Mn}$) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di litio possono essere inseriti o estratti facilmente. L'anodo è costituito da grafite allo stato litiato.

L'elettrolita è composto tipicamente da sali di liti come l'esafuorofosfato di litio (LiPF_6) disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile o di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene.

Quando la cella è completamente scarica tutto il litio presente è contenuto nel catodo.

Durante il processo di carica lo ione di litio viene estratto dall'ossido metallico costituente il catodo e trasferito all'anodo, mentre gli elettroni migrano dal catodo all'anodo attraverso il circuito esterno ed il metallo del catodo viene quindi ossidato. All'anodo, il processo di carica determina l'intrappolamento dello ione di litio, che si riduce a litio nella matrice di grafite che si ossida acquisendo gli elettroni provenienti dal circuito esterno.

Durante la scarica il litio intercalato nella matrice di grafite si ossida rilasciando all'esterno gli elettroni, mentre gli ioni di litio migrano dall'elettrolita al catodo, che viene ridotto.

Negli ultimi anni hanno preso sempre più spazio l'utilizzo come materiale catodico del fosfato litiato di ferro (LiFePO_4) denominato LFP, in virtù del basso costo e della maggiore sicurezza offerta come conseguenza del basso potenziale elettrochimico.

Supporto al funzionamento di una Micro Rete dei SdA

L'adozione di SdA in una Micro Rete consente di massimizzare la quota di energia auto-prodotta dalle Fonti Rinnovabili non Programmabili presenti nell'impianto (FRNP), di aumentare l'autoconsumo e di ridurre gli oneri di sbilanciamento che gravano su tale impianto, grazie ad un profilo di generazione complessivo più regolare e prevedibile.

Infine il SdA presente nella micro rete consente di erogare Servizi di Rete (regolazione di frequenza e di tensione), ottimizzando lo sfruttamento delle FRNP presenti.

Vantaggi dei SdA di tipo elettrochimico

Alcune ulteriori considerazioni di carattere generale, valide per tutte le applicazioni, sono i vantaggi che i SdA di tipo elettrochimico hanno rispetto ad altre soluzioni convenzionali:

- Elevata modularità che garantisce facilità di installazione e flessibilità di utilizzo.
- Tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con altri impianti di accumulo, quali le centrali idroelettriche di pompaggio a ad accumulo termico.
- Possibilità di localizzazione diffusa sulla rete, anche in prossimità dei numerosi punti di connessione delle centrali da fonti rinnovabili, all'interno o nelle adiacenze delle stazioni elettriche esistenti, senza rilevante impatto ambientale, trattandosi di apparecchiature amovibili.

I SdA possono rispondere alle nuove esigenze poste al sistema elettrico dalla grande diffusione della generazione diffusa e delle FRNP. Di sicuro essi potranno contribuire validamente a riequilibrare le fluttuazioni nella potenza generata, al bilanciamento tra consumo e generazione elettrica, alla fornitura di una adeguata riserva e quindi in generale al mantenimento della sicurezza e della stabilità della rete.

Potranno migliorare l'autoconsumo elettrico degli utenti "Prosumers" e migliorare il funzionamento e la gestione di impianti a FRNP (Fonti rinnovabili non prevedibili).

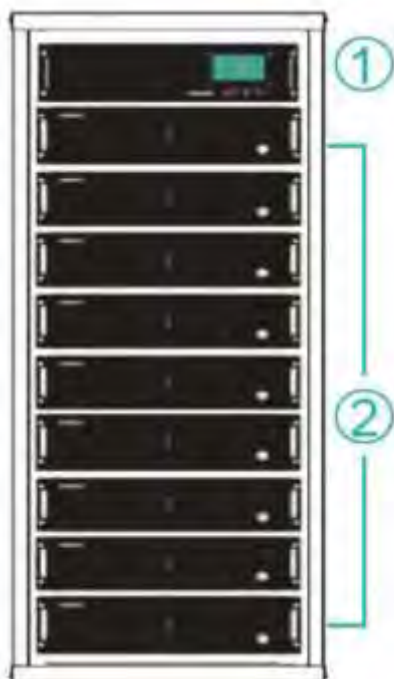
È doveroso sottolineare però che la scelta di impiegare SdA e del loro successo per realizzare gli obiettivi prima descritti, dipenderà da un lato dalla profittabilità dell'investimento negli stessi, ma anche dal confronto tecnico ed economico con le altre soluzioni tecnologiche, che possono offrire risposte comunque adeguate.

Specifiche tecniche del sistema di accumulo

Il sistema di storage previsto e del tipo elettrochimico agli ioni di litio alta tensione, contiene un modulo di controllo (1) e moduli batteria (2) collegati in serie per ottenere diversi tipi di tensioni di lavoro e capacità di accumulo.

Ciascun modulo batteria ha le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale 48 V
- Capacità nominale 50 Ah
- Corrente di carica/scarica max. 100 A



La taglia minima di accumulo è composta da un Controller e quattro moduli batteria fino a 9 moduli batteria per ogni taglia di inverter, corrispondenti ad una Energia di storage nominale di circa 20 kWh ed una potenza di circa 10 kW.

Nel presente intervento sono previsti n.2 sistemi di storage con 9 batterie ciascuna (uno per inverter da 10 kW presenti) come riportato nella figura seguente.



Segue la scheda tecnica del sistema di accumulo.

	Modello	
Dati Elettrici	Tensione [V]	384
	Capacità di accumulo del singolo [Ah]	50
	Capacità massima del sistema [kWh]	19
	Tensione di carica [Vdc]	420 - 432
	Tensione di scarica [Vdc]	432 - 360
	Corrente nominale di carica [A]	25A
	Corrente di carica massima [A]	100 Ax1Min
	Corrente nominale di scarica [A]	25A
	Corrente massima di scarica [A]	100 Ax1Min
Dim. e Pesi	Altezza [mm]	160
	Larghezza [mm]	600
	Profondità [mm]	600
	Peso [kg]	280
	Bus di comunicazione	RS232, RS485, CAN
Varie	Durata a 25 °C	10+ anni
	Life Cycles	>6000 - (80% DoD)
	Temperatura di lavoro	0°C - 50°C
	Temperatura di stoccaggio	-40°C - 80°C
	Certificazioni	TUV(62619), CE, T.L.Q.

PROFILO ENERGETICO

Gli obiettivi principali che ci si propone nel presente intervento e in tutte le strutture dotate di impianti fotovoltaici o di altre forme di energie rinnovabili, vanno rimodulati non solo in funzione di massimizzare l'energia prodotta ma, considerato anche il calo della remunerazione dell'energia immessa in rete, sono anche quelli di una gestione intelligente dell'energia che si può attuare mediante:

- L'autoconsumo massimo possibile dell'energia fotovoltaica prodotta (quota di **autoconsumo**);
- La massima copertura possibile del fabbisogno energetico mediante l'energia fotovoltaica prodotta (quota di **autoalimentazione o autarchia**)

Considerato che oggi i costi di produzione dell'energia FV sono inferiori a quelli di acquisto dalla rete è fondamentale massimizzare sia l'autoconsumo che l'autarchia.

Un primo passo per massimizzare l'autoconsumo consiste nella gestione dei carichi coordinando la gestione degli utilizzatori con la produzione di energia FV. Questa soluzione che agisce sul profilo di carico (applicabile solo per alcuni utilizzatori, ad esempio nelle abitazioni la lavatrice programma il suo utilizzo nelle ore di produzione dell'impianto FV) può portare ad un incremento dell'autoconsumo del 20-30% e dell'autoalimentazione del 20-25%.

Nel presente intervento i risultati ottenuti sono riportati di seguito.

Per una migliore comprensione di come migliorare l'autoconsumo e l'autoalimentazione facciamo due esempi:

1. Nel primo caso il fabbisogno energetico annuale è abbondantemente superiore alla produzione energetica annuale dell'impianto FV. È senz'altro possibile consumare tutta o quasi l'energia prodotta, anche in orari di minore produzione del FV. L'autoconsumo è elevato ma ottenuto a svantaggio dell'autoalimentazione (autarchia bassa) con conseguenti costi elevati per l'energia prelevata dalla rete.
2. Nel secondo caso il fabbisogno energetico annuale è abbondantemente inferiore alla produzione energetica annuale dell'impianto FV. È senz'altro possibile autoalimentare buona parte dei carichi dall'energia prodotta dal FV, anche in orari di minore produzione del FV, tranne nelle ore di assenza o quasi della produzione dal FV. L'autoalimentazione (autarchia) è elevata ma ottenuta a svantaggio dell'autoconsumo che è basso, con irrilevanti remunerazioni per l'energia ceduta alla rete, che non ripaga forse neanche i costi di produzione.

Le strade perseguibili per migliorare entrambi i due parametri (autoconsumo e autarchia) appaiono le seguenti:

- Un equilibrato rapporto tra consumo energetico annuale ed energia prodotta dal FV. Poiché la produzione energetica dal FV è fortemente dipendente dalle condizioni meteorologiche una certa corrispondenza tra profili di carico e produzione FV è fortemente dipendente dal profilo di carico, non sempre possibile da adattare.
- Ricorso al sistema di accumulo SdA. Il sistema di accumulo temporaneo dell'energia elettrica prodotta si è dimostrato un valido strumento per migliorare sia l'autoconsumo che l'autoalimentazione. Fonti specializzate indicano incrementi dell'autoconsumo grazie ai SdA del 30-50%.
- Una microrete intelligente nella quale si possono avere diversi punti di produzione anche da fonti diverse, uno o più punti SdA e diversi profili di carico, permette un controllo intelligente del sistema in modo da ottimizzare contemporaneamente la quota di autoconsumo e di autoalimentazione dell'autoconsumo. In presenza di accumulo e sistema di controllo e gestione si può arrivare ad un autoconsumo superiore al 90%.

I calcoli ed i risultati dei valori di autoconsumo e autoalimentazione, dell'impianto della scuola media-teatro, prima e dopo il presente intervento, sono riportati nella.3 "Calcoli delle strutture e degli impianti".

Demolizione dell'impianto e smaltimento dei SdA

Ogni elemento, oggetto, o sostanza risultante da attività umane è destinato, seguendo il naturale ciclo di vita, a trasformarsi in "rifiuto".

I rifiuti si dividono in tre principali categorie:

- **Rifiuti di tipo solido-urbano:** in questa categoria sono compresi tutti i rifiuti derivanti da attività umane quali carta, stracci, plastica, lattine, bottiglie, ecc...
- **Rifiuti di tipo speciale:** in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti derivanti da lavorazioni dell'industria di trasformazione (industria chimica, raffinerie, concerie, ecc.), da attività artigianali (autofficine, laboratori artigianali, ecc.), attività agricole (allevamenti di animali, mangimifici, ecc.) che per quantità e qualità non si possano considerare assimilabili ai rifiuti urbani.
- **Rifiuti di tipo tossico-nocivo:** in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti tossici o nocivi che sono contaminati o contengono in parte tutte le sostanze elencate nel DPR 915/82.

Particolare attenzione si deve avere per i rifiuti di tipo "Speciale" e "Tossico-nocivo". Lo smaltimento di questi rifiuti deve essere eseguito secondo le direttive vigenti nel paese dell'utilizzatore in ambito di tutela dell'ambiente e devono obbligatoriamente essere affidati solo ed esclusivamente a ditte autorizzate e specializzate per il trattamento specifico della sostanza stessa.

Aspetti relativi allo smaltimento/ambientali per tecnologia di accumulatori elettrochimici Litio/ioni: Non presentano problemi di inquinamento ambientale dato il ridotto livello di tossicità dei componenti costituenti le batterie. L'unico elemento che può presentare problemi ambientali è rappresentato dai solventi utilizzati all'interno degli elettroliti liquidi, i quali risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO E ACCUMULO

L'intervento in progetto è relativo al POD della scuola media-teatro del comune di Serrenti dotato di un impianto fotovoltaico di potenza 19,8 kW con moduli al silicio policristallino, inserito nel 2° conto energia GSE, tariffa incentivante: N06E12415707, scambio sul posto SSP 00102712, entrato in esercizio in agosto 2010.

L'impianto è costituita da 90 moduli FV al silicio policristallino di P=220 Wp, collegati in 9 stringhe da 10 moduli. Sono presenti n.3 inverter monofase di potenza 6,6 kW c.c. ciascuno con tre stringhe.

L'intervento prevede la rimodulazione delle stringhe dell'impianto fotovoltaico esistente, senza nessuna modifica dei moduli e quindi della potenza totale dell'impianto che rimane di 19.8 kWp.

A seguito delle considerazioni esposte ai punti precedenti vengono proposti n.2 inverter trifase del tipo ibrido di potenza lato c.c. 10 kWp nominali, ciascuno servito da due stringhe con 23+23 moduli per un inverter e 22+22 moduli per il secondo, per un totale sempre di 90 moduli. Sono previsti inverter del tipo ibrido per consentire il collegamento lato c.c. del sistema di storage senza passare per ulteriori convertitori di storage.

È stato pertanto necessario rimodulare le stringhe per consentire agli inverter di lavorare nella zona di massima potenza e nei limiti di tensione, corrente e potenza richiesti dall'inverter. In merito si rimanda alle verifiche elettriche. Nel presente intervento sono previsti altresì n.2 sistemi di storage con 9 batterie ciascuna (uno per inverter da 10 kW presenti) con energia utile 19,2 kWh in totale $2 \times 19,2 = 38,4$ kWh.



Specifiche tecniche del sistema di conversione

La soluzione tecnologica scelta (inverter trifase del tipo ibrido) ha due principali caratteristiche:

- La flessibilità di soluzioni di accumulo
- Avere in un unico prodotto la soluzione per piccole utenze e medie nelle taglie di 5, 6, 8 e 10 kW, con la possibilità di installare più inverter in parallelo, e la possibilità di espandere il parco batterie per offrire soluzioni diversificate in applicazioni commerciali, industriali e domestiche.

Gli inverter hanno in dotazione la modalità EPS (Emergency Power Supply), che funge da soccorritore in caso di blackout e possono essere controllati da remoto in WIFI o da rete ethernet.

Caratteristiche e punti di forza dell'inverter ibrido trifase:

- Input DC 7,2/9,6/12 kWp
- Doppio MPPT e funzione EPS, tensione di batteria 200-500 V
- Sistema di storage On e Off grid
- Possibilità di collegare fino a 10 inverter in parallelo
- Collegamento accumulo lato produzione PV
- Grado di protezione IP65
- Supporta gli squilibri tra le fasi
- Accumulo in potenza variabile con batterie al litio in alta tensione tipo Pylontech e LG
- Possibilità di caricare le batterie dalla rete per l'utilizzo in peak-shaving
- Protezione contro interruzioni di potenza
- Funzione di monitoraggio e controllo WIFI o Ethernet

Segue la scheda tecnica dell'inverter ibrido.

	X-Hybrid-5.0-T	X-Hybrid-6.0-T	X-Hybrid-8.0-T	X-Hybrid-10.0-T
Input (DC)				
Potenza Max raccomandata DC [W]	6000	8000	10000	13000
Tensione massima DC [V]	1000	1000	1000	1000
Tensione nominale DC [V]	720	720	720	720
Corrente massima di input [A]	11/11	11/11	11/11	20/11
Corrente massima di corto circuito [A]	14/14	14/14	14/14	23/14
Range di tensione MPPT [V]	230-800	280-800	370-800	370-800
N. MPPT	2	2	2	2
Numero di stringhe per MPPT	1	1	1	2/1
Output (AC)				
Potenza nominale AC [VA]	5000	6000	8000	10000
Potenza massima AC [VA]	5000	6000	8000	10000
Range di tensione lato AC [VA]	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)
Frequenza nominale [Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60
Corrente nominale AC [A]	7.6	9	12.2	15
Corrente massima AC [A]	8.5	10	13.5	16
Fattore di sfasamento	0.8 anticipato a 0.8 ritardato			
Distorsione armonica totale	<2%			
Collegamento in parallelo	Sì			
Controllo di carichi remoti	Sì (Opzionale)			
Output (Batteria DC)				
Range di tensione batteria [V]	200-500			
Tensione di batteria raccomandata [V]	200	240	320	400
Potenza max. di carica/scarica [W]	5000	6000	8000	10000
Corrente max. di carica/scarica [W]	25			
Interfaccia di comunicazione	CAN/RS485			
Protezione contro l'inversione di polarità	No			
EPS Output (con batteria)				
Potenza nominale [VA]	5000	6000	8000	10000
Range di tensione EPS [V], Frequenza [Hz]	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60
Corrente nominale EPS [A]	7.6	9	12.2	15
Potenza di picco EPS [kW]	10000.60s	12000.60s	16000.60s	16000.60s
Ritardo sull'intervento dell'EPS	<0.5			
Distorsione armonica totale	<2%			
Collegamento in parallelo	Yes			
Efficienza				
Efficienza MPPT [%]	98.90			
Efficienza Euro [%]	97.00			
Efficienza Massima [%]	97.60			
Efficienza di carica/scarica batteria [%]	96.00			
Autoconsumo				
Consumo interno notturno [W]	<7			
Idle mode	YES			
Normative				
Sicurezza	IEC62109-1-2/ IEC62040/ AS3100			
EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			
Certificazioni	VDE0126-1-1A1:2012/VDE-AR-N4105/G59-3/AS4777/EN50438/CEI 0-21/IEC62619/ISO13849-2/ SN29500/IEC615086			
Limiti ambientali				
Grado di protezione	IP65			
Range di temperatura lavoro [°C]	-20 to +60 (derating at +45)			
Altitudine [m]	<2000			
Temperatura di stoccaggio [°C]	20 to +60			
Rumorosità [dB]	<30			
Categoria di sovratensione	III (electric supply side), II (PV side)			
Dimensioni e pesi				
Dimensione (LxHxP) [mm]	578*453*209			
Peso [kg]	40			
Raffreddamento	Naturale			
Tipologia	Transformerless			
Bus di comunicazione	Ethernet, Meter, WIFI (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation			
LCD display	Backlight 20*4 character			
Periodo di garanzia	5 years			

Caratteristiche tecniche e producibilità dell'impianto fotovoltaico

Come indicato ai punti precedenti l'intervento sull'impianto fotovoltaico non prevede modifiche alle caratteristiche tecniche (Tipo, potenza, posizionamento etc) e al numero dei moduli (l'impianto rimane di potenza 19,8 kW con 90 moduli al silicio policristallino da 220 W) per cui risultano sostanzialmente valide le considerazioni tecniche sulle producibilità dell'impianto che si riportano appresso.

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Impianto Scuola Media-Teatro", si è conseguito un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

Relazione tecnica e specifiche tecniche – Progetto definitivo- esecutivo – interventi da svolgere presso il comune di Serrenti nell'ambito della realizzazione di progetti sperimentali di reti intelligenti nei comuni della Sardegna - Studio Tecnico Ing.ⁿⁱ Musio Serrenti

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 29 650 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	5.54
TEP risparmiate in 20 anni	101.90

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	14 054.16	11.06	12.66	0.42
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	258 300.05	203.26	232.69	7.63

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico ;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Il contesto in cui è stato installato l'impianto è il seguente: COPERTURA PIANA SCUOLA MEDIA

1 Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Enea" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SERRENTI (VS) avente latitudine 39°.4933 N,

Relazione tecnica e specifiche tecniche – Progetto definitivo- esecutivo – interventi da svolgere presso il comune di Serrenti nell'ambito della realizzazione di progetti sperimentali di reti intelligenti nei comuni della Sardegna - Studio Tecnico Ing.ⁿⁱ Musio Serrenti

longitudine 8°.9778 E e altitudine di 114 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
2.11	2.89	4.22	5.17	6.17	6.69	6.72	5.92	4.61	3.42	2.33	1.89

Fonte dati: Enea



Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: Enea

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 588.87 kWh/m²** (Fonte dati: Enea).

Fattori morfologici e ambientali

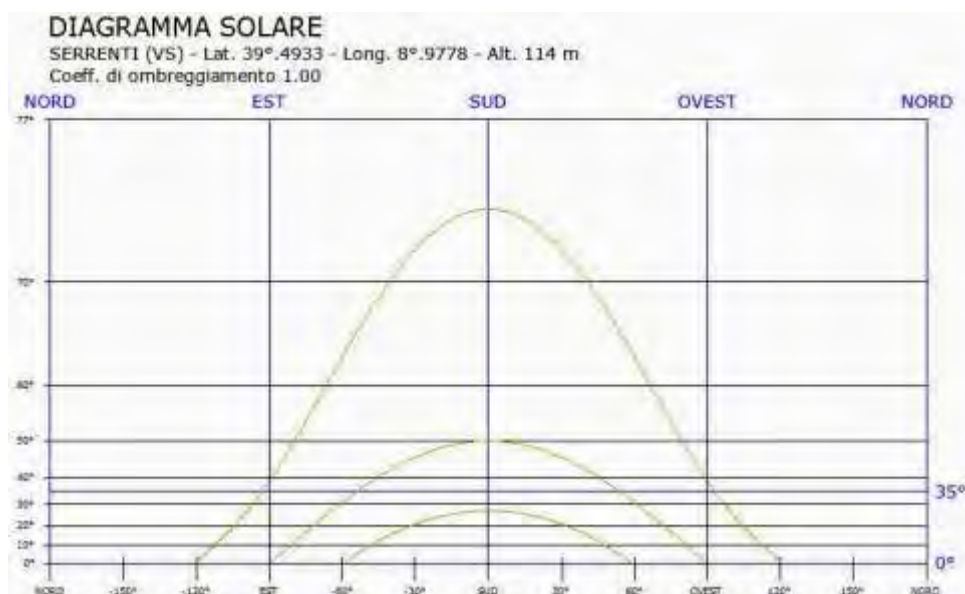
Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a: **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SERRENTI:

Albedo



Inoltre, per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'Albedo medio annuo è: **0.20**

Criteri di dimensionamento e verifica dell'impianto fotovoltaico

Criterio generale di progetto

Relazione tecnica e specifiche tecniche – Progetto definitivo- esecutivo – interventi da svolgere presso il comune di Serrenti nell'ambito della realizzazione di progetti sperimentali di reti intelligenti nei comuni della Sardegna - Studio Tecnico Ing.^{ri} Musio Serrenti

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Il generatore fotovoltaico in oggetto è esposto alla luce solare in modo ottimale, con l'orientamento a Sud, inclinazione circa 30 ° e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching .
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

I risultati dei calcoli vengono riportati nella tavola All.3 "Calcoli strutture e impianti".

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m a 70 °C maggiore della Tensione MPPT minima.

Tensione nel punto di massima potenza, V_m a -5 °C minore della Tensione MPPT massima.

Nelle quali i valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} a -5 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} a -5 °C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} inferiore alla corrente massima dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il sottocampo fotovoltaico ad esso collegato.

I risultati dei calcoli vengono riportati nella tavola All.3 "Calcoli strutture e impianti".

Impianto

Descrizione

L'impianto, denominato "Impianto1", classificato come "Impianto parz. integrato", è di tipo grid-connected e la modalità di connessione è in "Trifase in bassa tensione".

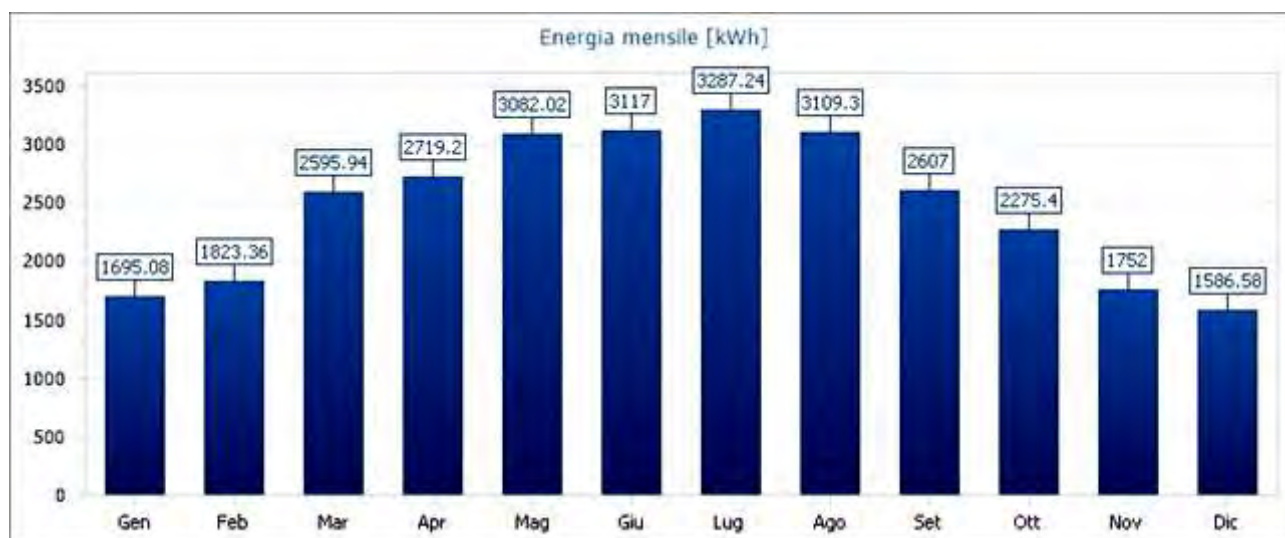
La potenza dell'impianto, entrato in esercizio come Nuova costruzione, è pari a 19.80 kW, e la produzione stimata di 29 400 kWh di energia annua, deriva da 90 moduli occupanti una superficie sulla copertura di circa 350 m².

L'impianto è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Identificativo dell'impianto	Scuola media-teatro
Soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico	Sindaco del comune di Serrenti
Classificazione architettonica	Impianto parz. integrato
Indirizzo	VIA GRAMSCI 2
Comune	SERRENTI
Provincia	VS
CAP	09027
Latitudine	39.4933 °
Longitudine	8.9778 °
Altitudine	114 m
Superficie totale moduli	150.20 m ²
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 588.87 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Numero totale moduli	90
Numero totale inverter	2
Energia totale annua	29 650 kWh
Potenza totale	19.800 kW
Potenza fase L1	6.600 kW
Potenza fase L2	6.600 kW
Potenza fase L3	6.600 kW
Energia per kW	1 497.48 kWh/kW
Sistema di accumulo	Lato produzione bidirezionale in c.c.
Capacità di accumulo utile	40.00 kWh
BOS	74.97 %



Specifiche degli altri componenti dell'impianto

Posizionamento dei moduli

Sul tetto di copertura piana della scuola media. Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, sono vincolati a dei telai in alluminio poggiati su blocchi in cemento sul tetto piano.

Cablaggio elettrico

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono stati effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe.

Anche i cavi che scendono verso il quadro di parallelo sono stati intestati con connettori MultiContact. I cavi sono stati stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali ricavati nei profili delle strutture di fissaggio.

Una volta raccolti in un punto prima della discesa dal tetto verso il quadro di parallelo, i conduttori unipolari sono stati posati in apposita tubazione. Il percorso dal quadro di parallelo ai convertitori è in tubo rigido o canalina e l'intestazione ai convertitori sempre attraverso connettore MultiContact. I collegamenti tra inverter, quadro di distribuzione generale e contatori sono stati posati in tubo rigido o canalina metallica.

Il quadro di parallelo è fissato alla parete a fianco dei convertitori in apposito contenitore in un ambiente riservato (Casa dell'energia) dove trovano posto il sistema di accumulo e di gestione e monitoraggio degli impianti. Lo stesso quadro ospita anche la sezione in c.a.. Per i particolari si rimanda allo schema elettrico di progetto.

Analisi dei cavi in CC a monte degli inverter	
Identificativo del generatore	Generatore1
Sezione dei cavi in CC	6.0 mm²
Cadute di tensione in percentuale	0.70 %

Nota: Il dettaglio dei parametri di dimensionamento è riportato nella scheda tecnica di ogni Generatore

Analisi dei cavi in CA a valle degli inverter			
Identificativo dell'impianto		Impianto1	
Tipo di isolante	EPR	V	400.00 V
Numero condotti caricati	1	I	26.01 A
Numero circuiti raggruppati	3	Cadute di tensione	5.34 V
Temperatura ambiente	40 °C	Cadute di tensione	1.34 %
Lunghezza	20.0 m		
Sezione	6.0 mm²		

Impianto di protezione dalle scariche atmosferiche e di messa a terra

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori a pastiglia. Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD (scaricatori di sovratensione) a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico, prima dell'ingresso sugli inverter.

La struttura dei moduli fotovoltaici e il conduttore di protezione PE dell'impianto elettrico dell'impianto fotovoltaico sono collegati all'impianto di terra del fabbricato scolastico nel quadro elettrico generale. L'impianto di terra risulta efficiente ed adeguato a garantire la protezione dai contatti indiretti, nel rispetto della CEI 64-8, tenuto conto anche delle protezioni utilizzate nella schema del quadro elettrico di progetto (vedi di seguito e schema quadro elettrico)

Protezioni

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale, pur tuttavia ogni stringa è protetta da un interruttore magnetotermico in c.c. con $I_n=10A$ idoneo ad assicurare anche detta protezione. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter e da interruttori magnetotermici a protezione delle linee in uscita. Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all'impianto elettrico dell'edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT di quest'ultimo. L'inverter del tipo senza trasformatore è dotato di un sistema di rilievo delle correnti disperse verso terra e viene certificato equivalente ad una protezione differenziale di tipo B.

Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le parti sotto tensione sono dotate di isolamento adeguato e/o di involucri con grado di protezione idoneo al luogo di installazione. I circuiti di alimentazione delle prese a spina e degli apparecchi illuminanti sono dotati di interruttori differenziali, con soglia di intervento non superiore a 30 mA, quale protezione addizionale contro i contatti diretti.

Note

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete autoproduttrice che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti tecnici ENEL DK 5940.

Schema elettrico

Viene riportato nella TAV.5 "Schemi quadri elettrici e carpenterie" a cui si rimanda.

Generatore

Descrizione

Il generatore, classificato come "Generatore parz. integrato", ha potenza pari a 19.80 kW e una produzione stimata di 29 650 kWh di energia annua, derivante da 90 moduli occupanti una superficie sulla copertura di circa 350 m².

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	30°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 780.74 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	747.89 m²
Estensione totale utilizzata	747.89 m²
Potenza totale	19.800 kW
Energia totale annua	29 650 kWh

Modulo	
Marca – Modello	Helios Technology - 220Wp
Numero totale moduli	90
Superficie totale moduli	147.06 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	30	2 x 15
2	15	1 x 15

Inverter	
Marca – Modello	Solax - X-HYBRID-10T
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	101.01 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Sistema di accumulo in c.c.	
Capacità accumulo x inverter (kWh)	20.00
Capacità accumulo totale (kWh)	40.00

Scheda tecnica moduli utilizzati

Electrical characteristics

MODULE		at STC (1000 W/m ² - AM 1,5 - 25°C)				at NOCT (800 W/m ²)*			
		HMA214P	HMA220P	HMA225P	HMA230P	HMA214P	HMA220P	HMA225P	HMA230P
Module power (P _{max})	Wp	214	220	225	230	193	198	191	195
Maximum power voltage (V _{pm})	V	28,69	28,93	29,25	29,57	25,21	25,44	25,71	25,96
Maximum power current (I _{pm})	A	7,46	7,60	7,69	7,78	6,08	6,20	6,27	6,34
Open-circuit voltage (V _{oc})	V	36,63	36,92	37,28	37,56	33,85	34,12	34,43	34,71
Short-circuit current (I _{sc})	A	8,03	8,16	8,23	8,32	6,55	6,66	6,71	6,78
Module efficiency	%	13,2	13,5	13,8	14,1	13,0	13,4	13,7	14,0
Cells efficiency	%	14,8	15,1	15,4	15,8	14,7	15,0	15,3	15,7
Fill factor	%	> 71,5	> 72,5	> 73,0	> 73,5	> 71,5	> 72,6	> 73,0	> 73,5
Maximum system voltage	VDC	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Power tolerances	%	+/- 2	+/- 2	+/- 2	+/- 2	+/- 2	+/- 2	+/- 2	+/- 2

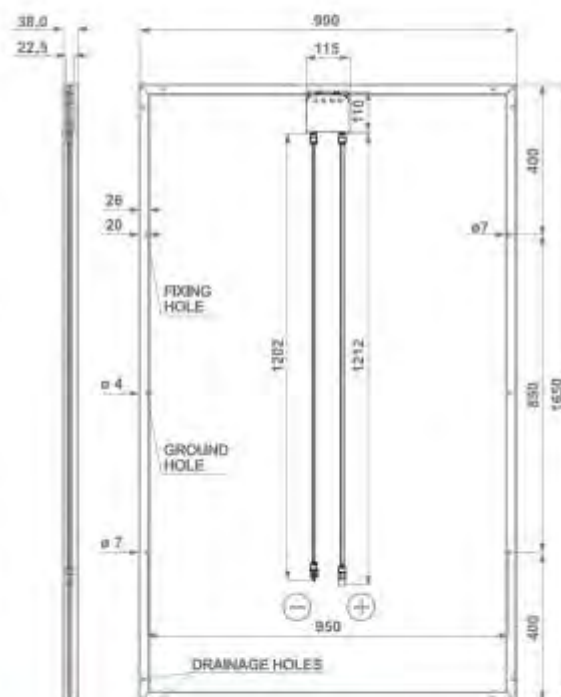
* NOCT (800 W/m²): T_{amb} = 20°C; T_{cells} = 44°C; wind speed = 1 m/s; AM 1,5.

Operating characteristics

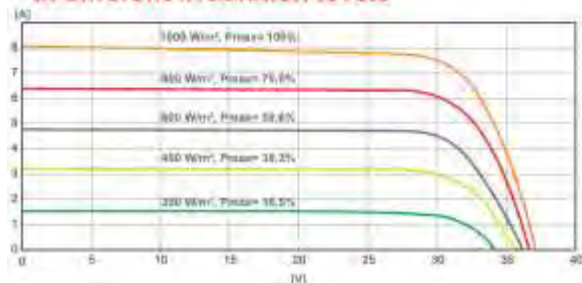
I _{sc} temperature coefficient (α)	+0,16% / °C
V _{oc} temperature coefficient (β)	-0,34% / °C
P _{max} temperature coefficient (γ)	-0,49% / °C
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C
Operating temperature	from -40°C to +85°C
Maximum surface load	550 kg/m ²
Hailstone impact resistance	ø 25 mm at 83 km/h

Physical characteristics

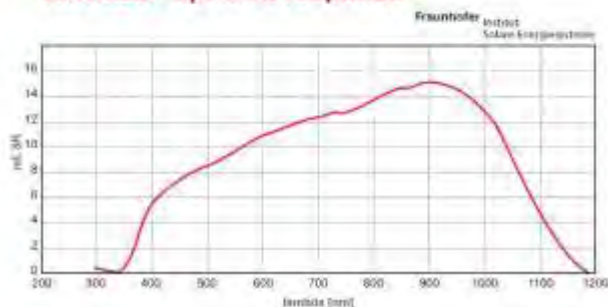
MODULE	framed
Length	1650 ± 1 mm
Width	990 ± 1 mm
Thickness	38 mm
Weight	18,7 kg
Front Glass	3,2 mm low Fe content glass
Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl Acetate)
Backsheet	Polyester based multilayer
Frame	Anodized Al 6080 T5 - 15 µm
Junction box	Tyco®, BP65, with 3 by-pass diodes
Connection cable section	1,2 m with two Tyco® connectors, 4 mm ²
CELLS	
Technology	Polycrystalline silicon
Dimensions	156x156 mm
Layout	60 cells (6x10)



HMA220P electrical characteristics at different irradiation levels



HMA220P spectral response



Posizionamento dei moduli

Vedi TAV.3 "Planimetria impianti e particolari".

ANALISI ENERGETICA DELL'IMPIANTO SENZA E CON ACCUMULO

Analisi energetica prima dell'inserimento dell'accumulo

Le tabelle e grafici seguenti riportano i risultati della elaborazione energetica ottenuta dalle misure dei contatori di scambio e produzione dell'Enel e da fonte GSE negli anni 2013, 2014 e 2015.

ANNO 2013

Serie 1 A -Energia prelevata rete 2013 (kWh)														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
F1	2.942	2.657	853	610	631	610	49	281	344	836	1.482	2.024	10.331	
F2	2.133	1.927	673	618	639	618	329	362	494	735	2.144	2.202	11.559	
F3	2.018	1.823	704	664	686	663	631	552	623	654	1.473	2.912	12.089	
Tot	7.093	6.407	2.230	1.892	1.956	1.891	1.009	1.195	1.461	2.225	5.099	7.138	39.596	

Serie 2 B -Energia prodotta 2013 (kWh)														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
Tot/mese	1.584	1.841	2.633	2.911	3.168	3.425	3.332	3.083	2.851	2.370	1.657	1.194	30.049	

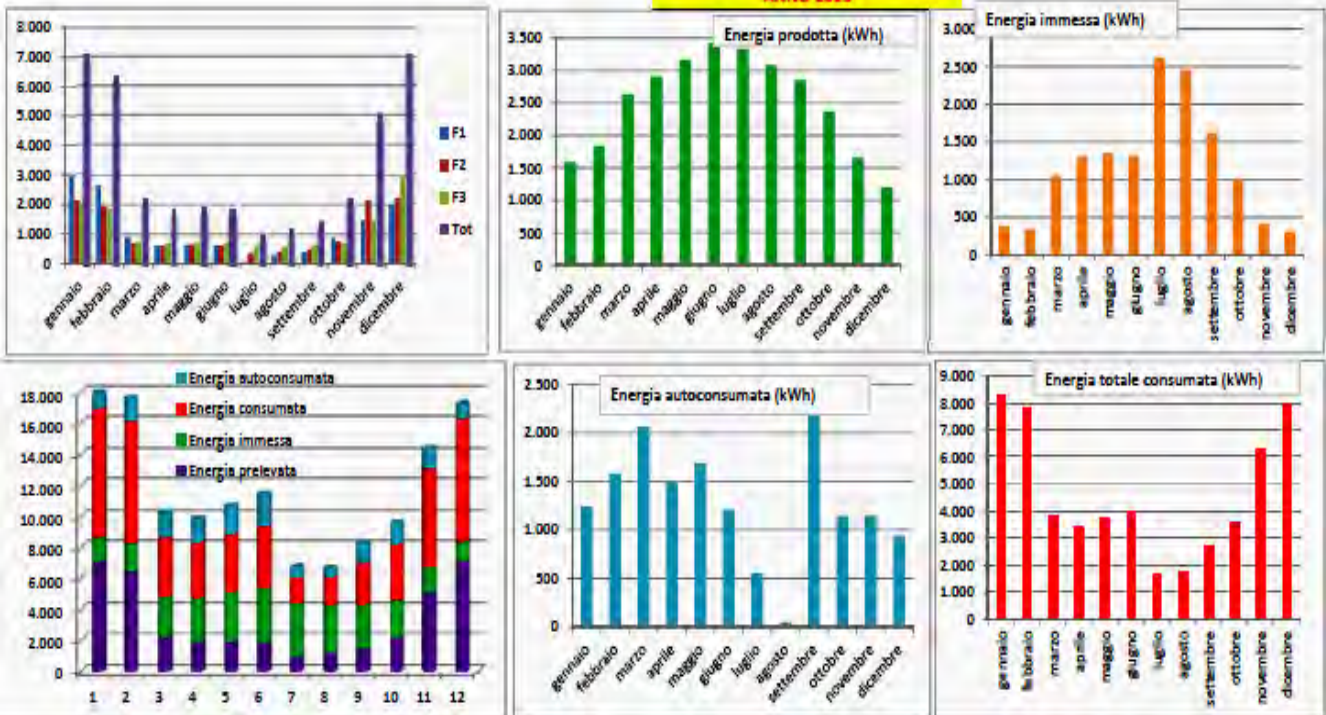
Serie 3 C -Energia immessa 2013 (kWh)														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
Tot	382	345	1.052	1.307	1.350	1.307	2.621	2.455	1.623	988	412	310	14.152	

Serie 4 D -Energia totale consumata 2013 (kWh)														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
Tot	8.295	7.903	3.811	3.496	3.774	4.009	1.720	1.823	2.689	3.607	6.344	8.022	55.493	

Serie 5 E -Energia totale autoconsumata 2013 (kWh)														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
Tot	1.202	1.496	1.581	1.604	1.818	2.118	711	628	1.228	1.382	1.245	884	15.897	
Tot %	75,9	81,3	60,0	55,1	57,4	61,8	21,3	20,4	43,1	58,3	75,1	74,0	52,9	

F -Energia totale autoalimentazione % 2013														
Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot	
Tot %	14,5	18,9	41,5	45,9	48,2	52,8	41,3	34,4	45,7	38,3	19,6	11,0	28,6	

ANNO 2013



È stato escluso l'anno 2016 in quanto l'energia misurata dal contatore di produzione e di scambio non sono significativi per il mancato funzionamento dell'inverter.

ANNO 2014

Serie 1 A -Energia prelevata rete 2014 (kWh)

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
F1	3.407	1.848	1.373	598	442	385	20	9	5	466	912	866	10.331
F2	2.088	1.912	1.026	921	1.013	1.326	288	231	41	442	1.164	1.108	11.559
F3	1.503	1.383	1.443	1.235	1.149	1.411	802	565	69	586	769	1.175	12.089
Tot	6.998	5.143	3.842	2.754	2.604	3.122	1.110	805	115	1.494	2.845	3.149	33.981

Serie 2 B -Energia prodotta 2014 (kWh)

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
Tot/mese	1.506	2.006	2.601	2.620	2.851	3.107	3.132	2.903	2.706	2.511	1.790	1.510	29.243

Serie 3 C -Energia immessa 2014 (kWh)

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
Tot	266	429	544	1.124	1.170	1.899	2.579	2.856	277	1.370	646	576	13.736

Serie 4 D -Energia totale consumata 2014 (kWh)

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
Tot	8.238	6.720	5.899	4.250	4.285	4.330	1.663	852	2.544	2.635	3.989	4.083	49.488

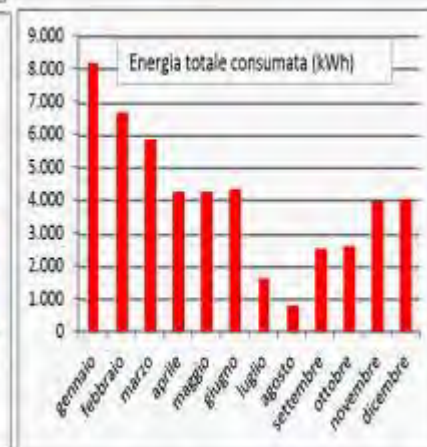
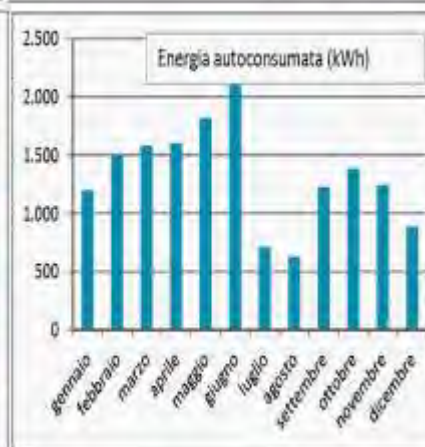
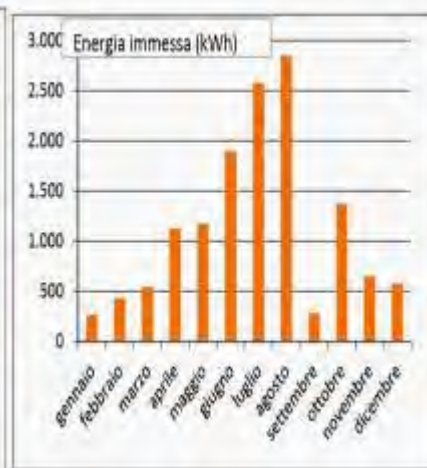
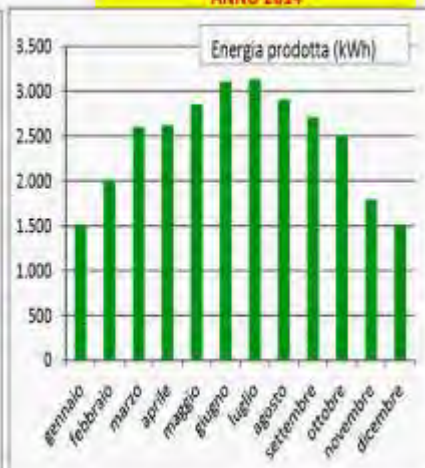
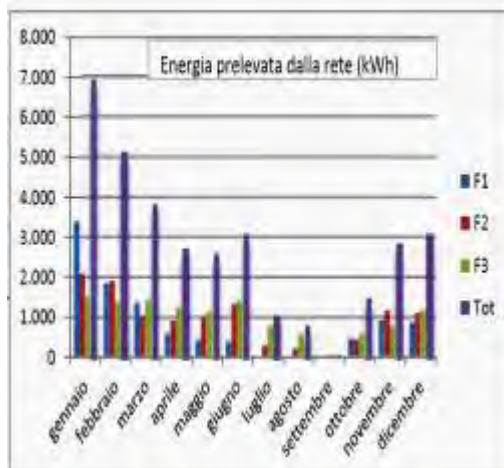
Serie 5 E -Energia totale autoconsumata 2014 (kWh)

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
Tot	1.240	1.577	2.057	1.496	1.681	1.208	553	47	2.429	1.141	1.144	934	15.507
Tot %	82,3	78,6	79,1	57,1	59,0	38,9	17,7	1,6	89,8	45,4	63,9	61,9	53,0

F -Energia totale autoalimentazione % 2014

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Tot
Tot %	15,1	23,5	34,9	35,2	39,2	27,9	33,3	5,5	95,5	43,3	28,7	22,9	31,3

ANNO 2014



- Percentuale Energia autoalimentazione: 31,2%
- Percentuale Energia autoconsumata: 54,0%

Valori in sintonia con quelli tipici per gli impianti senza accumulo, indicati nella letteratura tecnica.

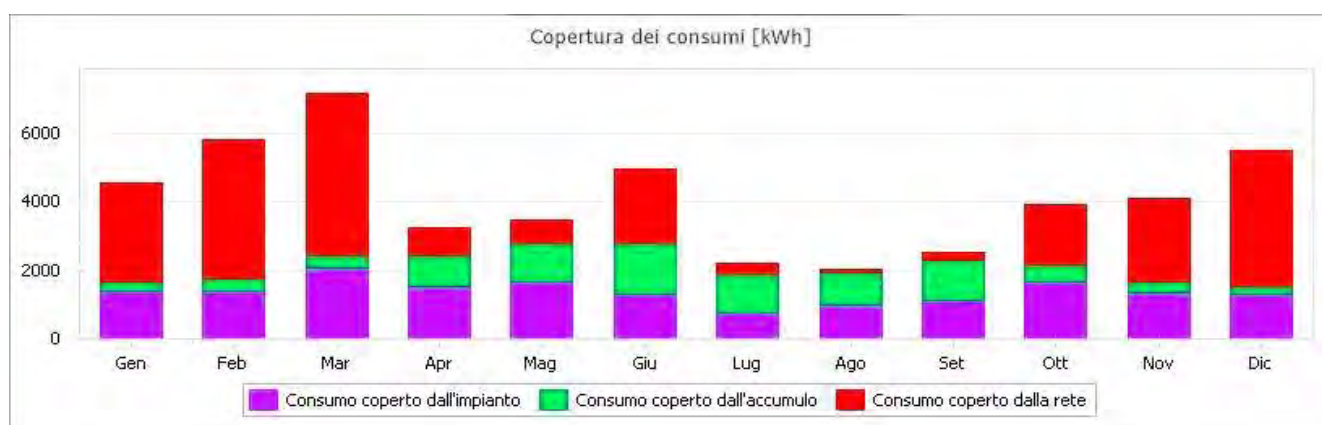
Previsione dell'analisi energetica dopo l'inserimento dell'accumulo

Relazione tecnica e specifiche tecniche – Progetto definitivo- esecutivo – interventi da svolgere presso il comune di Serrenti nell'ambito della realizzazione di progetti sperimentali di reti intelligenti nei comuni della Sardegna - Studio Tecnico Ing.ⁿⁱ Musio Serrenti

Le tabelle e grafici seguenti riportano i risultati della elaborazione energetica ottenuti con l'accumulo di 40 kWh. L'autoconsumo passa da 54,0% (media del triennio 2013-2015) e del 56,0% del 2015 all' 85,9% con un aumento del 30-32%, mentre l'autoalimentazione passa da 31,2% (media del triennio 2013-2015) e del 33,0% del 2015 al 51,4% con un aumento di circa il 20%, permettendo di conseguire ampiamente i risultati previsti dal bando regionale.

SCAMBIO ENERGETICO PRIMA E DOPO L'INTERVENTO					
Capacità di accumulo utile totale (kWh)	0 (Senza accumulo)	20	40	60	
Energia					
Energia prodotta (kWh)	29650	29650	29650	29650	
Energia immessa (kWh) (SSP)	13036	7036	3727	2519	
Energia prodotta consumata (kWh)	16614	22314	25458	26605	
Energia prelevata rete (kWh)	32930	27231	24087	22939	
Energia scambiata con la rete (kWh)	13036	7036	3727	2519	
Energia accumulata (kWh)	0	5999	9309	10516	
Energia accumulata e consumata (kWh)	0	5699	8843	9991	
Perdite del sistema di accumulo (kWh)	0	300	465	526	
Consumi					
Consumo totale (kWh)	49544	49544	49544	49544	
Autoconsumo (kWh)	16614	22314	25458	26605	
Autoconsumo %	56,0	75,3	85,9	89,7	
Eteroconsumo (kWh)	32930	27231	24087	22939	
Autoalimentazione %	33,5	45,0	51,4	53,7	

COPERTURA DEI CONSUMI (autoalimentazione)													
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
Consumo totale [kWh]	4546	5830	7180	3239	3456	4965	2204	2048	2510	3936	4122	5509	49544
Cons. coperto dall'impianto [kWh]	1397	1383	2096	1520	1683	1317	788	1009	1107	1676	1352	1287	16614
Cons. coperto dall'accumulo [kWh]	255	364	363	939	1131	1486	1111	938	1178	473	337	268	8843
Cons. coperto dalla rete [kWh]	2894	4083	4721	780	642	2162	305	101	225	1787	2432	3954	24087
Copertura (Autoproduzione) %]	36,3	30	34,2	75,9	81,4	56,5	86,1	95,1	91	54,6	41	28,2	51,4



Verifiche elettriche

Per ulteriori verifiche elettriche si rimanda alla tavola All.3 "Calcoli strutture e impianti".

SISTEMA DI CONTROLLO E GESTIONE DELLA MICRO-RETE

L'intervento prevede la realizzazione del sistema di gestione e controllo della micro-rete del complesso Teatro-Scuola Media con tutte le apparecchiature hardware, apparecchiature di acquisizione dati, cablaggi e software di gestione, nonché la predisposizione per consentire la facile integrazione del complesso oggetto dell'intervento come punto della micro-rete comunale a servizio della scuola media, del teatro comunale, del palazzetto dello sport, della scuola elementare, della scuola materna e del campo sportivo, secondo lo schema di seguito rappresentato.

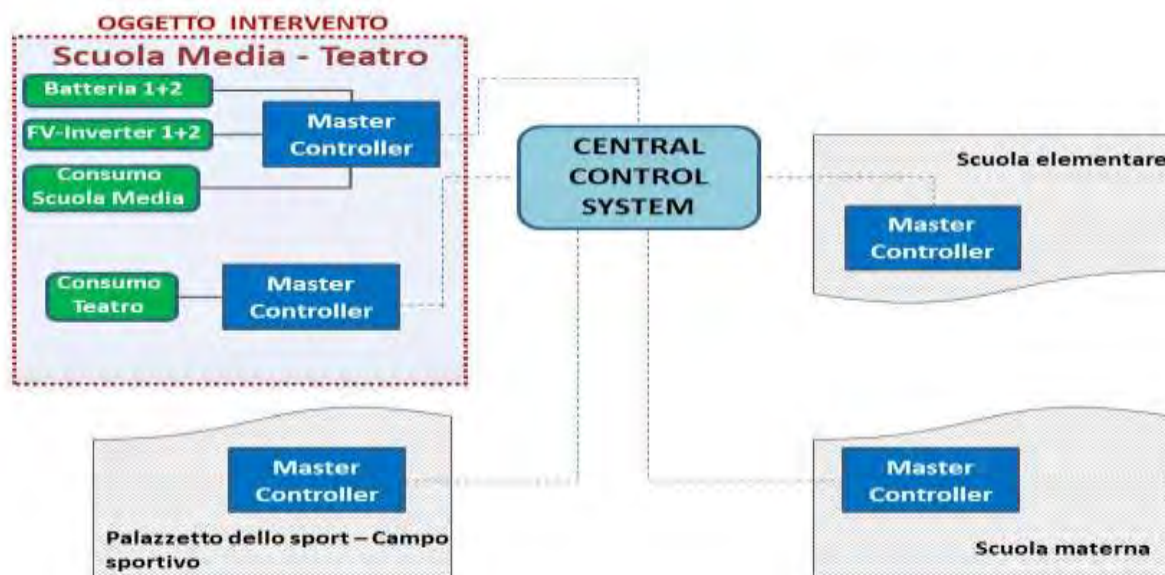


Figura 2. Schema di controllo della micro-rete comunale

In particolare dovranno essere previsti:

- Piattaforma centrale di controllo e ottimizzazione
- Interfaccia di visualizzazione per gestione allarmistica, trend e report
- Unifilare di segnale e di alimentazione del sistema di controllo fornito
- Schema funzionale del sistema di controllo fornito
- Elenco con quantità e tipologia dei componenti
- Documentazione del sistema

Inoltre, sono comprese le apparecchiature e le programmazioni per il trasferimento dei dati e delle informazioni dei dispositivi della centrale al sistema di telegestione e supervisione che sarà ubicato su server cloud.

Sono compresi nella fornitura i manuali d'uso, installazione e manutenzione dei sistemi, redatti in lingua italiana. Nella fornitura dovranno essere compresi tutti gli accessori necessari agli intercollegamenti tra i gateway di micro-rete di edificio, BMS di batteria, inverter, smart meters e tra i gateway e la piattaforma centrale di controllo.

Tutti i cavi per la trasmissione di dati, segnali e comandi dovranno essere del tipo a bassissima emissione di fumi e gas tossico-corrosivi.

Per la realizzazione della rete di comunicazione locale fra i devices locali/smart meters e i MC dovranno essere utilizzati cavi del tipo non propagante l'incendio secondo norme CEI 20-22, privi di gas alogeni secondo norma CEI 20-37.

La voce comprende, oltre alle apparecchiature, anche gli oneri per la verifica di fattibilità dell'impianto esistente, la messa in servizio, la programmazione ed il collaudo dell'impianto, con formazione contestuale del personale indicato dal Committente e la manutenzione e aggiornamento della piattaforma di gestione per 10 anni dalla messa in esercizio del sistema stesso.

Premessa

Nel dettaglio si prevede quindi la realizzazione di un sistema hardware/software di controllo centralizzato (CCS, Central Control System) basato su un'architettura in grado di svolgere in modo integrato le funzioni di acquisizione/gestione e di creazione di un "data base" condiviso e distribuito tra i controllori e i supervisori di ciascun impianto di produzione, consumo e accumulo, e di gestire e controllare in modo ottimo i flussi energetici tra i vari punti della micro-rete, in maniera singola per la micro-rete di edificio e/o aggregata per la micro-rete comunale. Lo scopo principale è quello di massimizzare sia l'autoconsumo sia l'autarchia a livello di micro-rete di singolo edificio e/o comunale (possibilità di selezionare gestione aggregata o su singolo edificio).

Il sistema dovrà essere quindi scalabile per consentire l'espansione dell'impianto aggiungendo nuovi controllori.

Il sistema dovrà essere costituito da :

- strumenti dedicati alle funzioni di comando, controllo e gestione della micro-rete
- strumenti dedicati all'acquisizione, elaborazione e smistamento dei dati (smart meters, interfacce seriali dedicate, interfacce di rete, rete LAN dedicata ecc.)
- piattaforma Cloud per la gestione centralizzata e ottimizzata dei flussi energetici a livello di micro-rete comunale (server cloud in cui risiedono le logiche di controllo e di ottimizzazione e di gestione dati)
- gateway di interfaccia tra i devices locali di edificio e il controllore centrale (gateway, connettori, interfacce, cavi e cavidotti necessari per l'interfacciamento tra gateway e smart meters e server di controllo centralizzato)

Struttura Del Sistema Di Gestione E Controllo Della Microrete Di Edificio

A livello di micro-rete di edificio sarà necessario installare due Master Controller (MC), sistemi gateway con funzioni di controllore dei flussi energetici e aggregatore dati, in grado di interfacciarsi con i sistemi di accumulo, produzione e consumo presenti nell'edificio. In particolare, il Master Controller si interfacerà con i devices locali, rappresentati dai sistemi integrati batteria-inverter, dal contatore/i di consumo (e qualora richiesto da specifici carichi controllabili e modulabili), tramite protocollo di comunicazione Modbus o analogo e/o connessione LAN, RS485 o RS232 in funzione delle caratteristiche del singolo dispositivo. Sarà previsto un MC per l'utenza TEATRO e un MC per l'utenza SCUOLA MEDIA.

La connessione al sistema di controllo superiore CCS avverrà attraverso protocolli di comunicazione standard (Ethernet, etc.) e rete LAN dedicata. Il CCS fornirà al Master Controller le modalità di funzionamento da attivare e i set-point di produzione e assorbimento da inviare ai devices locali dell'edificio, secondo lo schema logico-funzionale di seguito riportato.

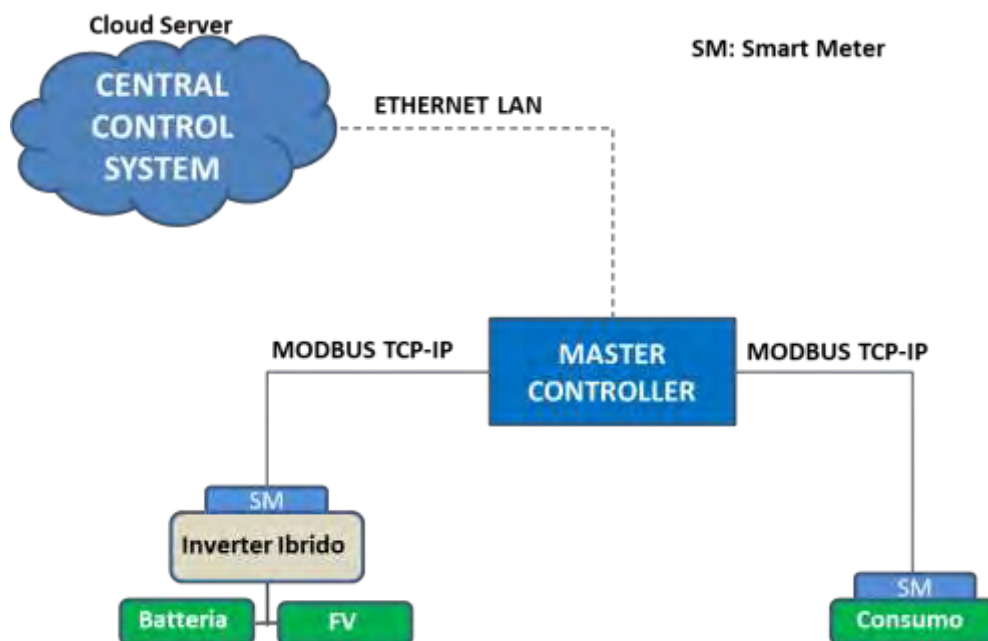


Figura 3. Schema funzionale comunicazioni

Il sistema di controllo e gestione di edificio, rappresentato dal MC e dal CCS, deve essere in grado di gestire e determinare i flussi energetici della micro-rete in modo tale che il funzionamento degli inverter e dei sistemi di accumulo avvenga in considerazione delle condizioni di stato real-time di ciascun dispositivo e nel rispetto dei limiti di funzionamento di ciascuna tecnologia (Stato di carica massimo, minimo, temperatura, tensione etc.).

Il MC deve avere le seguenti caratteristiche tecniche minime o equivalenti:

Processore	Broadcom BCM2387 chipset 1.2 GHz Quad-core ARM Cortex-A53
Connessione	802.11 b/g/n wireless LAN Bluetooth 4.1
GPU	Dual core video core IV multimedia co-processor
Memoria	1 GB LPDDR2
LAN	Ethernet 10/100 baseT ethernet
USB	4 USB 2.0
Conformità	Standard europeo EN55022

Per svolgere le funzionalità di gestione/controllo e permettere una gestione ottimizzata della micro-rete sarà necessario integrare, qualora non presenti o non compatibili con i sistemi di controllo previsti, appositi smart meters, trasduttori e sensori di misura quali sensori di corrente, tensione per il sistema di accumulo, l'impianto fotovoltaico e i contatori di consumo per determinare lo stato dei sistemi e i flussi energetici in tempo reale e comunque con intervalli di acquisizione non superiori al minuto.

INTERFACCIA UTENTE E GESTIONE UTENZE

L'interfaccia utente della micro-rete deve essere di tipo adattivo, controllabile ed aggiornabile. A tal fine si richiede un'interfaccia WEB accessibile da remoto in modalità sicura che consenta una supervisione real-time dei controlli attivi, dei set-point e dei flussi energetici dello stato dei singoli sistemi, sia a livello di singola micro-rete di edificio che di micro-rete comunale. Deve essere inoltre possibile accedere alle informazioni storicizzate con sinottici grafici e tabelle e alla lista degli allarmi e dei warnings. Si richiede inoltre la possibilità di interfaccia mediante applicazione mobile.

L'accesso da remoto sia tramite piattaforma Web che tramite applicazione mobile deve essere possibile a diversi livelli di autorizzazione in funzione del tipo di utente. Si prevedono almeno due tipologie di utente: ADMIN e GUEST. Nel primo caso, si avrà pieno accesso a tutte le funzionalità di supervisione e controllo previste (come ad esempio la possibilità di scegliere di effettuare l'ottimizzazione per singolo nodo o per multi-nodo); nel secondo caso si avrà accesso ad un numero limitato di informazioni di supervisione da concordarsi in fase di messa in esercizio del sistema.

FUNZIONI DI TREND E REPORT

Tramite le interfacce utente, deve essere possibile costruire sinottici, grafici e tabelle delle misure acquisite, dei set-point inviati e dei flussi energetici per singolo device locale e per singolo MC con aggregazione selezionabile (giornaliera, settimanale, mensile, annua). I dati di dettaglio devono poter essere esportabili in formato .xls o .pdf o compatibile in modo da essere utilizzati per verificare il corretto funzionamento del sistema e per la redazione di report di dettaglio.

Deve inoltre essere possibile visualizzare degli indicatori di sintesi del funzionamento della micro-rete, quali gradi di autoconsumo, grado di autarchia, cicli carica/scarica batteria dalla messa in esercizio del sistema, curve di produzione dell'impianto fotovoltaico.

ALGORITMI DI GESTIONE E OTTIMIZZAZIONE

Gli algoritmi di ottimizzazione implementati nell'infrastruttura del CCS devono essere configurati in modo tale da massimizzare l'autoconsumo e l'autarchia della micro-rete dell'edificio scuola media-teatro, ma già predisposti per la massimizzazione delle stesse funzioni obiettivo a livello della micro-rete comunale. La possibilità di ottimizzare le funzioni obiettivo per complesso di edifici deve poter essere selezionabile dall'utente di volta in volta, in modo tale che ciascun edificio possa essere incluso o meno nell'algoritmo di ottimizzazione del CCS.

Le variabili minime in ingresso agli algoritmi di ottimizzazione a livello di micro-rete di edificio devono essere le seguenti:

- Produzione real-time impianto fotovoltaico;
- Consumo real-time scuola media;
- Consumo real-time teatro;
- Assorbimento/produzione real-time sistema di accumulo

- Previsioni delle condizioni metereologiche localizzate, per la previsione della produzione dell'impianto fotovoltaico
- Previsioni di consumo, basate su curve di apprendimento ottenute dalle misure di almeno un anno delle utenze di consumo dell'edificio. Tale input è quindi da ritenersi implementato al termine del primo anno di esercizio.

Nel caso di perdita di comunicazione tra il CCS e i MC, i flussi energetici nella micro-rete saranno determinati in modo tale da utilizzare l'energia fotovoltaica per alimentare i carichi e ricaricare la batteria (e immettere energia in rete) qualora la produzione sia maggiore della richiesta dei carichi; e in modo tale da utilizzare l'energia fotovoltaica e l'energia accumulata nella batteria (e l'energia prelevata dalla rete) qualora il consumo superi la produzione fotovoltaica (secondo gli ordini di priorità sopra riportati).

GESTIONE ALLARMI

La perdita di comunicazione tra il CCS e ciascun MC, causata sia da interruzione sulla rete LAN che da problemi al MC stesso, deve essere segnalata per mezzo di appositi allarmi/warnings da inviare agli utenti abilitati per mezzo di notifiche su applicazione mobile, sms o mail. La tipologia di eventi che determinano l'insorgere di allarmi e warnings deve essere definita in fase di messa in esercizio del sistema di gestione e controllo.

CASA DELL'ENERGIA "THE HOUSE OF ENERGY"

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova piccola struttura (circa 10 mq) da realizzare nel cortile della scuola media, dedicata appositamente a contenere tutte le apparecchiature indicate ai punti precedenti: inverter, accumulo, quadri di stringa e di parallelo, sistema di gestione della micro-rete.

Detta struttura è il nodo centrale per la gestione dei flussi energetici "the house of energy" casa dell'energia.

Ulteriore motivazione alla realizzazione della casa dell'energia è dovuta al fatto che le due strutture teatro e scuola media sono dotate di C.P.I. (D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151) e grazie a questa struttura è possibile non dover avviare opere specifiche di prevenzione incendi ed una nuova pratica di Prevenzione Incendi per l'aggravio del preesistente livello del rischio incendio dell'attività, dovuta alla presenza all'interno del fabbricato delle apparecchiature dell'impianto fotovoltaico e di accumulo.

Si tratta di opere edili finalizzate a garantire la funzionalità e la sicurezza della micro-rete e dell'edificio in presenza di un sistema di accumulo elettrochimico.

Per le ulteriori specifiche tecniche e caratteristiche della casa dell'energia si rimanda alla relazione tecnica.

IL Tecnico Incaricato

Ing. Giovanni Musio

SOMMARIO

Obbiettivi generali dell'intervento in conformità alla strategia del Piano Energetico Regionale Ambientale	2
Obbiettivi specifici dell'intervento	2
Intervento previsto	2
Normativa generale	3
Normativa nazionale	3
Contesto regolatorio di riferimento	4
Normativa tecnica specifica dei sistemi di accumulo su impianti fotovoltaici in conto energia - regole tecniche GSE (Gestore Servizi Elettrici)	5
Definizioni dei sistemi di accumulo (SdA)	5
Schemi di connessione e misura in presenza di connessioni con SdA	5
Le prove sui sistemi di accumulo	7
Caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche degli accumulatori con Batteria Litio/Ioni	8
Supporto al funzionamento di una Micro Rete dei SdA	8
Vantaggi dei SdA di tipo elettrochimico	8
Specifiche tecniche del sistema di accumulo	8
PROFILO ENERGETICO	9
Demolizione dell'impianto e smaltimento dei SdA	10
IMPIANTO FOTOVOLTAICO E ACCUMULO	11
Specifiche tecniche del sistema di conversione	11
Caratteristiche tecniche e producibilità dell'impianto fotovoltaico	12
Valenza dell'iniziativa	12
Attenzione per l'ambiente	13
Risparmio sul combustibile	13
Emissioni evitate in atmosfera	13
Sito di installazione	13
1 Disponibilità della fonte solare	13
Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	13
Fattori morfologici e ambientali	14
Ombreggiamento	14
Albedo	14
Criteri di dimensionamento e verifica dell'impianto fotovoltaico	14
Criterio generale di progetto	14
Criterio di stima dell'energia prodotta	15
Criterio di verifica elettrica	15
Impianto	16
Descrizione	16
Scheda tecnica dell'impianto	16
Specifiche degli altri componenti dell'impianto	17
Posizionamento dei moduli	17
Cablaggio elettrico	17
Impianto di protezione dalle scariche atmosferiche e di messa a terra	18
Protezioni	18
Note	18

Schema elettrico	18
Generatore	18
Descrizione	18
Scheda tecnica	18
Scheda tecnica moduli utilizzati	19
Posizionamento dei moduli	20
ANALISI ENERGETICA DELL'IMPIANTO SENZA E CON ACCUMULO	21
Analisi energetica prima dell'inserimento dell'accumulo	21
Previsione dell'analisi energetica dopo l'inserimento dell'accumulo	22
Verifiche elettriche	23
SISTEMA DI CONTROLLO E GESTIONE DELLA MICRO-RETE	24
Premessa	24
Struttura Del Sistema Di Gestione E Controllo Della Microrete Di Edificio	25
Caratteristiche Tecniche e Funzionali	26
CASA DELL'ENERGIA "THE HOUSE OF ENERGY"	27

Bibliografia

- GSE “Regole tecniche per l’attuazione delle disposizioni relative all’integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel e s.m.i.”
- ANIE ENERGIA “Guida tecnica sui sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica di distribuzione”
- Deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico n. 574/2014/R/EEL del 20.11.2014 “Disposizioni relative all’integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale” e s.m.i.
- - Deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico 642/2014/R/EEL del 18.12.2014 “Ulteriori disposizioni relative all’installazione e all’utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all’applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21” e s.m.i.
- Norme CEI 0-21 terza edizione 2014 e quarta edizione 7/2016 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”