



Ricerca di Sistema elettrico

Prototipo di un impianto fotovoltaico
con accumulo su un edificio del
C.R. ENEA Casaccia con logiche di DRM:
progettazione esecutiva dell'impianto e del
sistema di acquisizione dati e controllo

Francesco De Lia, Riccardo Schioppo, Roberto Lo Presti

PROTOTIPO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO SU UN EDIFICIO DEL CR ENEA CASACCIA CON LOGICHE DI DRM: PROGETTAZIONE ESECUTIVA DELL'IMPIANTO E DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE DATI E CONTROLLO

Francesco De Lia, Riccardo Schioppo, Roberto Lo Presti (ENEA)

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D.6. Sviluppo di un modello integrato di smart district urbano

Obiettivo: b. Sistemi e servizi smart per edifici

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA.

Indice

1	INTRODUZIONE	5
2	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI	5
3	PROGETTO ESECUTIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO	6
3.1	RELAZIONE TECNICA	6
3.1.1	<i>Requisiti del progetto</i>	6
3.1.2	<i>Disposizione generale</i>	7
3.2	LINEE DI ALIMENTAZIONE E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	7
3.3	IMPIANTO LUCE E FM	8
3.4	IMPIANTI SPECIALI	8
3.5	IMPIANTI MECCANICI	9
3.6	CABINA ELETTRICA	9
3.7	ELABORATI GRAFICI	9
3.7.1	<i>Pianta copertura</i>	9
3.7.2	<i>Struttura di sostegno</i>	11
3.7.3	<i>Locale cabina</i>	12
3.7.4	<i>Schemi elettrici</i>	13
3.7.5	<i>Vista prospettica impianto</i>	14
3.8	VALUTAZIONE RISCHIO D'INCENDIO A SEGUITO DELL'INSTALLAZIONE IMPIANTO.	15
3.8.1	<i>Misure di prevenzione e protezione passiva per scongiurare l'insorgenza dell'incendio e contenerne la propagazione</i>	15
3.8.2	<i>Documentazione a corredo dell'impianto e del progetto di sicurezza e prevenzione incendi</i>	16
3.9	VALUTAZIONE RISCHIO DI ESPLOSIONE LOCALE CABINA INVERTER E BATTERIE.	17
3.9.1	<i>Classificazione dei luoghi</i>	17
3.9.2	<i>Procedimento di classificazione dei luoghi pericolosi</i>	17
3.9.3	<i>Metodologia adottata per la valutazione del rischio</i>	18
3.9.4	<i>Determinazione della probabilità P</i>	19
3.9.5	<i>Determinazione del danno D</i>	20
3.9.6	<i>Valutazione esposizione gas locale cabina</i>	21
3.9.7	<i>Misure di sicurezza</i>	24
4	SISTEMA DI SMART METERING	25
4.1.1	<i>Catena di misura</i>	25
4.1.2	<i>L'Energy Management System</i>	27
5	SCHEDE TECNICHE	28
6	CONCLUSIONI	31

Figure

Figura 1. Pianta copertura ed. F40.....	10
Figura 2. Particolari della zavorra utilizzata.....	11
Figura 3. Cabina elettrica con le apparecchiature di potenza e dati.	12
Figura 4. Generatore fotovoltaico e quadri di campo.....	13
Figura 5. Quadro di parallelo e di cabina.	13
Figura 6. Vista prospettica impianto.	14
Figura 7. Certificato IEC- 62619 relativo alle batterie utilizzate nell'impainto.....	22
Figura 8. Schema della catena di misura del Sistema Smart metering.....	25
Figura 9. Gateway Contrel EMI 10L.....	26
Figura 10. Gateway Moxa 3480.	26
Figura 11. Trasduttore di misura EMT-1C/50.	27
Figura 12. Il Controllore dell'impianto (EMS).....	27
Figura 13. Scheda tecnica modulo fotovoltaico LG325N1C-A5 utilizzato nell'impianto.....	28
Figura 14. Scheda tecnica inverter fotovoltaico con accumulo ABB-REACT 4.6TL utilizzato nell'impianto....	29
Figura 15. Scheda tecnica struttura di sostegno SUNBALLAST utilizzata nell'impianto.	30

1 Introduzione

Nel corso della precedente annualità è stato sviluppato in ambiente Matlab-Simulink un modello composto da un impianto fotovoltaico con accumulo dotato di Energy Management System (EMS) nel quale è stata implementata una gestione intelligente dei flussi energetici pensata per lo Smart Building di seconda generazione e basata sul PUN. Avendo quindi svolto con successo le prime simulazioni si è passati alla fase successiva del Progetto che prevede la realizzazione di un Dimostratore su un edificio del CR ENEAcasaccia su cui implementare tali gestioni intelligenti.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

Le attività svolte hanno riguardato azioni propedeutiche alla realizzazione del Dimostratore costituito da un impianto fotovoltaico con accumulo elettrico e un gestore SMART dei flussi energetici a servizio dell'edificio F40 del CR Enea casaccia. In particolare, è stata effettuata la progettazione esecutiva elettrica dell'impianto, la verifica statica del solaio della copertura dell'edificio F40 e la valutazione del rischio di incendio ed esplosione del locale tecnico (cabina elettrica) che conterrà le batterie al litio. L'edificio in questione dispone di un sistema di controllo dei carichi elettrici e quindi si presta bene ad interfacciarsi con il Dimostratore al fine di attuare le metodologie di ADR previste dal Progetto D6 obiettivo b3. L'impianto fotovoltaico avrà una potenza di picco pari a 18,2 kW con i moduli posizionati e zavorrati sulla copertura dell'edificio.

Per ciò che concerne la gestione e controllo del Dimostratore, è stato individuato un controllore dell'impianto (PLC) dove implementare le logiche ADR previste dal Progetto grazie ad un software che verrà realizzato in ENEA. E' stato inoltre progettato e realizzato un sistema di smart metering dedicato all'impianto con cui acquisire le grandezze elettriche necessarie alla gestione e controllo dello stesso. E' stata infine avviata la gara di appalto per la realizzazione del Dimostratore.

3 Progetto esecutivo impianto fotovoltaico con accumulo

Di seguito viene riportato uno stralcio del progetto esecutivo contenente le informazioni rilevanti di tipo impiantistico e di sicurezza riguardanti l'impianto fotovoltaico con accumulo che verrà realizzato sull'ed. F40 del CR Enea Casaccia.

3.1 Relazione tecnica

3.1.1 Requisiti del progetto

Il progetto riporta le opere impiantistiche elettriche ed edili necessarie alla realizzazione di un impianto fotovoltaico da 18 kWp con accumulo al Litio da 12 kWh destinato ad operare in parallelo con la rete BT del CR ENEA Casaccia. L'impianto sarà dotato di moduli LG da 325 W che verranno posati sulla copertura dell'ed. F40 del CR Enea Casaccia mediante zavorre Sunballast. L'esposizione del campo fotovoltaico sarà 20° SUD con Tilt=15°. Si rimanda al paragrafo elaborati grafici per il dettaglio del fissaggio e posa dei moduli.

In sintesi, la dotazione impiantistica è suddivisibile in:

- Piano Copertura
- Piano Terra area interna
- Piano Terra area esterna
- Piano Interrato

Piano Copertura

Nel piano copertura troveranno posto 56 moduli fotovoltaici, le zavorre di sostegno e i relativi accessori, i due quadri di campo contenenti i dispositivi di protezione e sezionamento del campo fotovoltaico, le condutture elettriche in DC afferenti alle stringhe e ai quadri di campo e tra questi e la cabina elettrica (CAB) che conterrà le apparecchiature di potenza (inverter e accumuli) e il sistema di smart metering nonché il controllore dell'impianto (EMS). Nel piano copertura ci sarà anche un sensore di radiazione solare (piranometro) e di temperatura (PT100) comprensivi dei cavi di segnale che termineranno anch'essi nella cabina elettrica. I cavi elettriche sulla copertura viaggeranno all'interno di canalizzazioni metalliche per una migliore protezione degli stessi.

Piano Terra area interna

All'interno del QE generale dell'edificio F40 (QEG) verrà installato una nuova protezione magnetotermica per la protezione della linea di collegamento alla cabina elettrica che verrà posizionata nel retro dell'ed. F40. Dal quadro generale dell'ed. F40 partirà quindi una linea che terminerà nel quadro generale di cabina (QCAB) e verrà inoltre stesa una linea dati di collegamento fra l'armadio di rete del piano terra e il rack dati previsto nel locale cabina (la canalizzazione è esistente).

Piano Terra area esterna

All'esterno dell'edificio F40, ed in particolare sul retro, verrà realizzato un basamento in cls idoneo a sopportare i carichi di una cabina elettrica prefabbricata in CAV. Verrà quindi fornita la cabina elettrica di dimensioni esterne mm. 2500 x (5000) x 2550 (P x L x H) e realizzati i collegamenti elettrici e di segnale tra CAB e campo fotovoltaico, tra cabina e rete LAN di edificio e tra cabina e quadro elettrico QEG. Riguarda sempre il *Piano terra area esterna* la realizzazione all'interno della cabina di tutti gli impianti elettrici e di segnale comprensivi di canaline porta cavi, quadro locale di sezionamento delle stringhe, inverter e accumuli, quadro di parallelo AC con contatore e SPI, controllore dell'impianto CRIO, grupo di climatizzazione, quadri trasduttori (QTS) facenti parte del sistema di Smart metering, punti presa ordinarie e sotto UPS, impianto di illuminazione ordinaria e di sicurezza e infine il comando di emergenza esterno che agirà sul DDI in caso di necessità.

Piano Interrato

All'interno del piano interrato verranno stesi, su passarella esistente, il cavo elettrico di collegamento fra il QEG e il "quadro di parallelo e di cabina" (QCAB) e la linea dati di collegamento fra l'armadio di rete del piano

terra e il rack previsto nel locale cabina. Verrà inoltre fornito in opera una nuova canalizzazione metallica nell'intercapedine e realizzate le opere murarie per consentire il collegamento al piano del marciapiede perimetrale esterno adiacente alla cabina elettrica.

3.1.2 Disposizione generale

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici installati sulla copertura piana dell'edificio F40 verrà trasportata dapprima verso i quadri di campo (QCAM1 e QCAM2) e poi al quadro di sezionamento stringhe (QSS) posizionato all'interno della cabina; il QSS si collegherà a sua volta ai tre inverter (completi ognuno di due sistemi di accumulo da 4 kWh).

Le tre uscite in corrente alternata passeranno ognuna attraverso il quadro trasduttore (QTS) entreranno nel "quadro di parallelo e di cabina" (QCAB) dove troveranno posto le protezioni magnetotermiche differenziali e il sezionatore generale delle linee elettriche relative a ciascun inverter, il sezionatore di linea posto immediatamente a valle del gruppo di misura dell'energia prodotta, il Sistema di Protezione di Interfaccia e il DDI e relativo gruppo di alimentazione in continuità. Anche se non obbligatorio data la potenza nominale dell'impianto, è stato previsto anche un Dispositivo di Rincalzo (DR) che interviene in caso di mancata apertura del DDI. L'intervento della protezione di rincalzo evidenzia un'anomalia del DDI e, quindi, la richiusura del rincalzo può avvenire solo manualmente.

Nel quadro QCAB vi saranno anche gli interruttori magnetotermici differenziali a protezione delle varie linee previste in cabina ed inoltre i 3 meter ABB REACT-MTR-1PH necessari a far funzionare il sistema REACT come da firmware ABB. Va precisato che, in fase di attuazione delle logiche ADR, tali meter saranno ininfluenti in quanto sarà il controllore ENEA che gestirà gli accumulo secondo tali logiche. Si è preferito tuttavia mantenere la possibilità di far funzionare tali macchine come da firmware nativo e quindi lasciare installati i meter. Infine nel QCAB verrà installato il sezionatore generale di quadro necessario a sezionare l'intero impianto fotovoltaico con accumulo dal quadro elettrico generale dell'F40 (QEG). Il QCAB sarà collegato al quadro generale di edificio (QEG) attraverso una nuova linea in cavo FG16OR16: tale linea sarà protetta da un nuovo interruttore magnetotermico installato all'interno del QEG.

Con la struttura di impianto progettata si ottiene una spiccata modularità funzionale che realizza l'ottimizzazione di eventuali operazioni di manutenzione ordinaria e/o straordinaria.

Tutti i quadri elettrici dovranno risultare certificati ai sensi delle Norme CEI 17-113 e/o 23-51.

3.2 Linee di alimentazione e dispositivi di protezione

Il cablaggio del campo fotovoltaico avverrà tramite cavi unipolari flessibili H1Z2Z2-K con tensione nominale massima 1800Vcc per impianti fotovoltaici (cosiddetti cavi solari) con isolanti e guaina in mescola reticolata senza alogeni LS0H. Per l'uscita dai quadri di campo nonché per la distribuzione in AC verranno utilizzati cavi unipolari o multipolari flessibili per posa fissa, isolati in HEPR di qualità G16, non propaganti l'incendio a ridotta emissione di gas corrosivi, con classe di prestazione ai sensi della CEI UNEL 35016 Cca - s3, d1, a3 tipo FG16(O)R16; La sezione sarà adeguata agli utilizzatori alimentati secondo le tabelle CEI UNEL 35024/1 e 35026.

Queste linee saranno posate direttamente in vista con posa:

- nei profilati delle strutture di collegamento delle zavorre;
- entro canalizzazione metallica (in copertura, nelle aree esterne e al piano interrato);
- entro canalizzazione in PVC (all'interno della cabina).

Ogni stringa sarà collegata al rispettivo quadro di campo con un cavo H1Z2Z2-K di sezione 6mm²: la portata di tale cavo (superiore ai 30A) è ben superiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe (circa 13A); la caduta di tensione che avremo in questo tratto non supererà lo 0,75%.

Il quadro di campo sarà collegato al QSS e all'inverter con un cavo FG16OR16 di sezione 10mm²: anche in questo caso la portata di tale cavo è ben superiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe; la caduta di tensione che avremo in questo tratto non supererà lo 0,40%.

Quindi la caduta di tensione media complessiva dal quadro di campo all'inverter quando i moduli erogano la potenza massima si attesterà attorno all'1,15%.

I cavi solari impiegati hanno una portata maggiore della massima corrente di cortocircuito (circa 13A) che li può interessare e i moduli tollerano una corrente inversa (20A) maggiore della suddetta corrente di cortocircuito: si omette perciò nel quadro di stringa la protezione dalle sovracorrenti dei cavi e dei moduli.

Nei due quadri di campo ogni stringa sarà protetta e comandata da: un interruttore di manovra-sezionatore bipolare di tipo modulare, idoneo per corrente continua, corrente nominale di impiego 25A, tensione nominale 600Vc.c.; SPD del tipo a limitazione di tensione, di tipo 2 per applicazioni fotovoltaiche, tensione nominale in DC 600V e corrente di scarica massima 40kA.

La linea di collegamento fra QCAB e QEG sarà realizzata in cavo FG16OR16 pentapolare di sezione 16mm²: il cavo in questione ha una portata di circa 100A e, ipotizzando una potenza di circa 22kW, si avrà una caduta di tensione media dell'ordine dell' 1,3%.

Il DDI sarà costituito da un contattore quadripolare, categoria di utilizzazione AC-3, corrente di impiego almeno 63A; oltre al DDI tra la rete e il generatore fotovoltaico abbiamo previsto il dispositivo di ricalzo per mancata apertura del DDI; il SPI, la bobina del contattore DDI e la bobina del dispositivo di ricalzo saranno alimentati da un gruppo di continuità dedicato del tipo ABB CP-E 24/5.0 e ABB CP-B 24/3.0.

La protezione delle condutture sarà realizzata tramite interruttori automatici magnetotermici con potere d'interruzione di 15kA (nel QEG) e 6kA (nel QCAB) con corrente nominale coordinata con la sezione delle condutture stesse e tali da soddisfare i punti 433.2 e 435.1 della norma CEI 64-8. Detti interruttori saranno installati entro quadri in materiale isolante o metallico, grado di protezione minimo IP40, di dimensioni tali da poter contenere tutti gli apparecchi con un 30% in più di spazio per eventuali aggiunte. La protezione dai contatti indiretti sarà attuata tramite interruzione automatica del circuito a mezzo interruttori differenziali con corrente differenziale nominale I_d tale da soddisfare la relazione:

$$R_t \leq 50/I_d$$

dove R_t è la resistenza in Ohm dell'impianto di terra nelle condizioni più sfavorevoli e I_d è il valore in ampere della corrente di intervento in 5 s del dispositivo di protezione per gli utilizzatori fissi e 0,4 s per quelli mobili o trasportabili.

3.3 Impianto Luce e FM

L'illuminazione interna al box cabina sarà ottenuta utilizzando apparecchi di illuminazione dotati di sorgente luminosa led installate a plafone. Gli apparecchi previsti permettono di rispettare i requisiti illuminotecnici previsti dalle Norme UNI 12464-1 in quanto garantiscono un illuminamento medio mantenuto di circa 400 lux.

Sarà presente anche un impianto di illuminazione di emergenza composto da un apparecchio con sorgente luminosa a led, autoalimentato, autonomia di un'ora.

Gli apparecchi di comando e le prese a spina avranno grado di protezione minimo IPXXB quando installati verticalmente, IP4X negli altri casi salvo quando siano soggetti a spruzzi d'acqua, nel qual caso avranno grado di protezione minimo IP55; le apparecchiature suddette saranno installate entro scatole portafrutto in plastica installate a vista. Tutte le prese avranno gli alveoli schermati e saranno installate ad un'altezza dal piano di calpestio non inferiore a 175 mm. Le prese saranno prevalentemente del tipo P40 e del tipo CEE monofase/trifase.

3.4 Impianti Speciali

All'interno della cabina verranno installati impianti speciali costituiti da una rete locale LAN e da una catena di acquisizione basata su protocolli ModBUS costituita da trasduttori di potenza posati su ciascun inverter e sulla pompa di calore di cabina e da gateway che convertono da Modbus TCP a Modbus RTU. In particolare:

- un gateway MOXA a 4 porte RTU a cui dovranno essere collegati via, RS 485, i 3 inverter ABB per il controllo degli accumuli e il piranometro (installato in copertura) tramite un cavo di segnale quadripolare schermato e twistato;
- un gateway (CONTREL) a cui dovrà essere collegato in "entra-esci" ogni "quadro trasduttore" (QTS) tramite un cavo di segnale quadripolare schermato e twistato.

Queste apparecchiature troveranno posto dentro un armadio di rete di cabina il quale poi verrà collegato con cavo UTP cat.6 al centro stella del piano terra (RACK DATI ed. F40) e sarà alimentato sotto UPS. Nella cabina troverà posto anche il CRIO, cioè il controllore dell'impianto (EMS), ed anch'esso dovrà essere collegato in rete (tramite l'armadio di rete di cabina) e dovrà essere alimentato sotto UPS.

3.5 Impianti meccanici

Poiché all'interno della cabina saranno posizionate apparecchiature che possono innalzare la temperatura del locale è stata prevista l'installazione di un piccolo impianto ad espansione diretta capace di garantire l'abbattimento dei carichi termici per consentire alle apparecchiature suddette di operare nel range di temperature previsto dal produttore. In particolare sarà prevista una Pompa di calore monosplit con unità interna del tipo in vista a parete. In particolare l'impianto sarà in grado di garantire le seguenti prestazioni:

- potenza frigorifera: 4 kW;
- assorbimento elettrico in raffrescamento: < 1kW;
- potenza termica: 5,2 kW
- assorbimento elettrico in riscaldamento : < 1kW
- Il tutto alle seguenti condizioni:
 - potenza frigorifera massima con aria esterna a 35°C b.s. ed aria interna a 27°C b.s. e 19,5°C b.u;
 - potenza di riscaldamento massima con aria esterna a 7°C b.s. e 6°C b.u. ed aria interna a 21°C b.s.

L'unità sarà in grado di garantire un numero minimo di ricicli/h sino a 10 ed oltre, in questo modo si avrà la sicurezza della compensazione uniforme dei carichi termici presenti nel locale tecnico.

3.6 Cabina elettrica

La cabina oggetto dovrà essere realizzata nel rispetto delle Norme tecniche e Leggi vigenti, con l'avvertenza che l'elenco sotto riportato non deve essere considerato esaustivo o limitativo:

- Decreto del Ministero delle Infrastrutture 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni (NTC 2008);
- L.1086/71 Norma per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica;
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 - Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche;
- EN 13369 prodotti prefabbricati di calcestruzzo – regole comuni;
- EN 14992 prodotti prefabbricati di calcestruzzo – elementi da parete;
- EN 13224 prodotti prefabbricati di calcestruzzo – elementi per solai.

3.7 Elaborati grafici

Gli elaborati grafici fanno parte integrante del Progetto esecutivo e sono costituiti dall'insieme di elaborati necessari a inquadrare l'intervento. Nel caso specifico vengono riportati i seguenti elaborati:

- La Pianta copertura con l'indicazione della disposizione dei moduli fotovoltaici, dei quadri di campo e delle strutture di sostegno;
- Il Locale cabina con l'indicazione del posizionamento delle apparecchiature di potenza (inverter accumuli) dei quadri elettrici e del controllore dell'impianto (EMS)
- Gli schemi elettrici multifilari dell'impianto
- Una vista prospettica rappresentativa dell'intero intervento

3.7.1 Pianta copertura

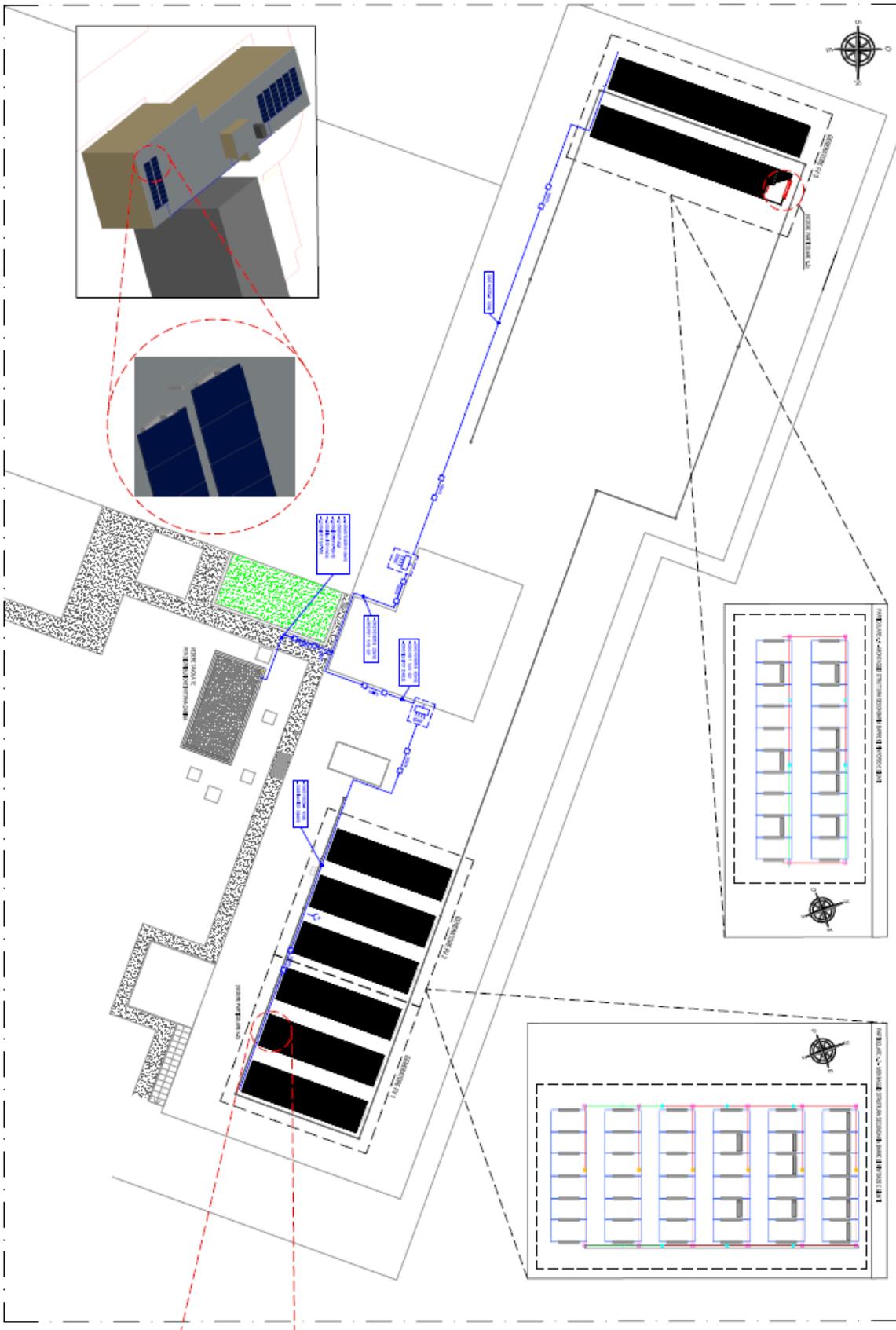


Figura 1. Pianta copertura ed. F40

3.7.2 Struttura di sostegno

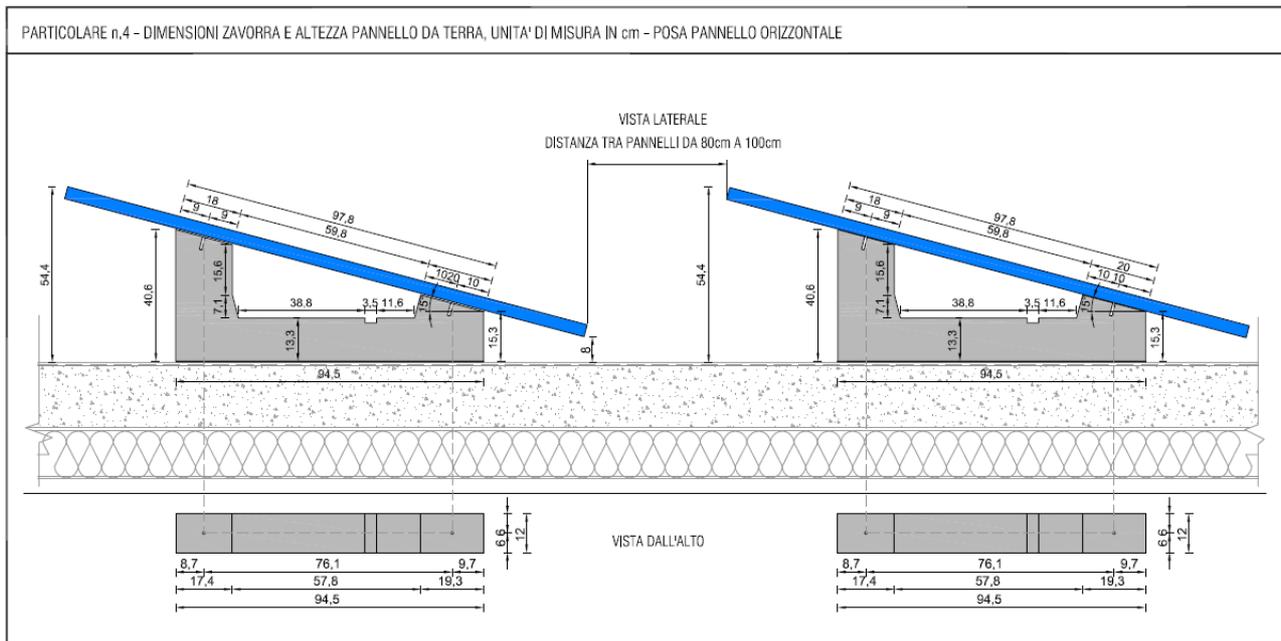


Figura 2. Particolari della zavorra utilizzata.

3.7.3 Locale cabina

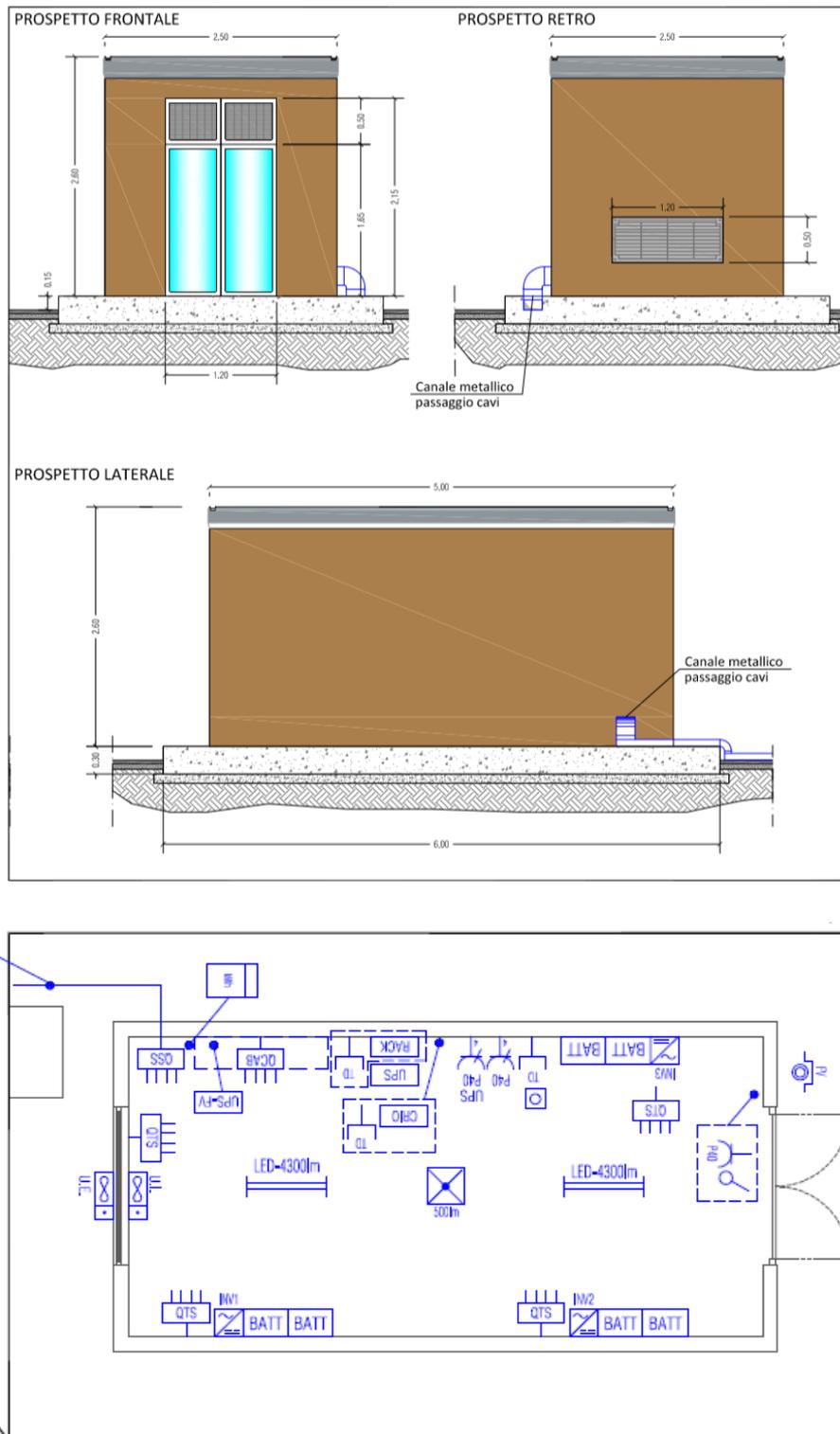


Figura 3. Cabina elettrica con le apparecchiature di potenza e dati.

3.7.4 Schemi elettrici

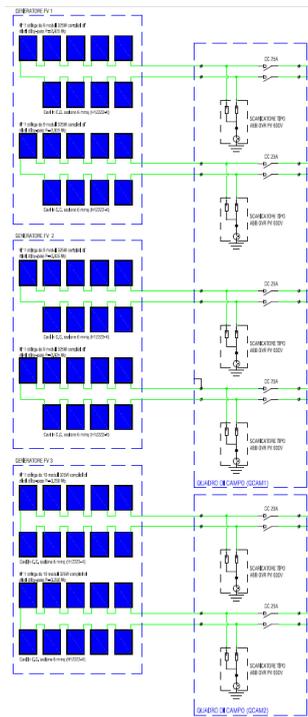


Figura 4. Generatore fotovoltaico e quadri di campo.

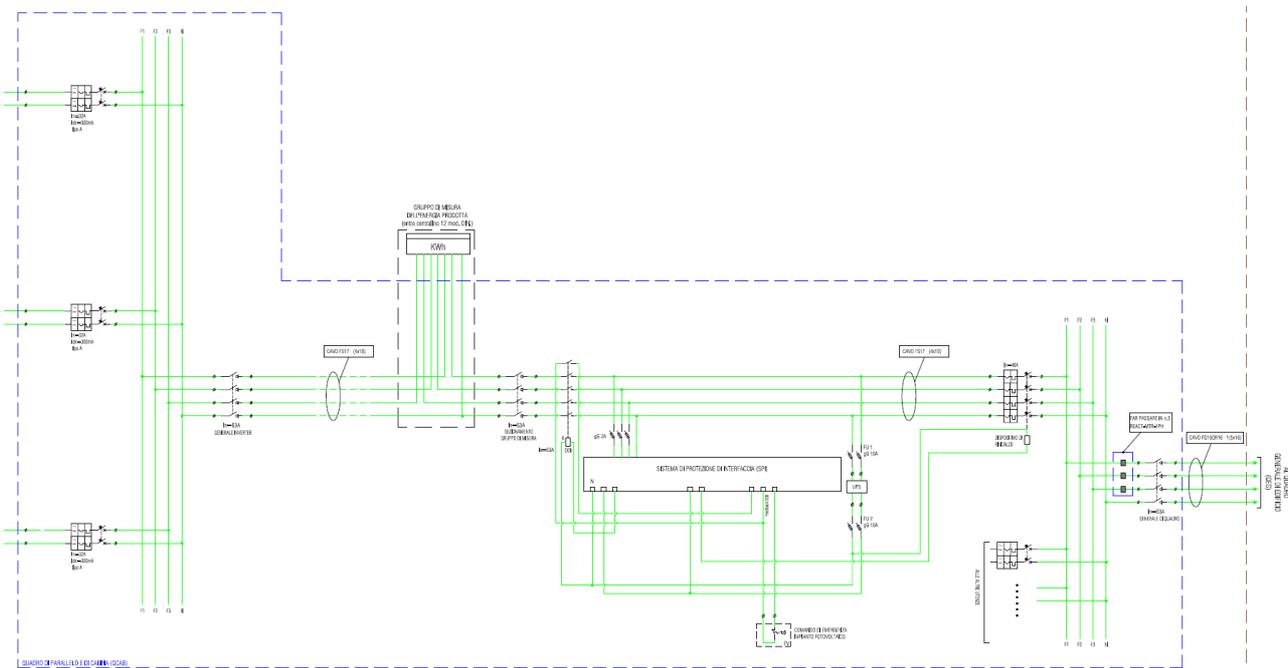


Figura 5. Quadro di parallelo e di cabina.

3.7.5 Vista prospettica impianto

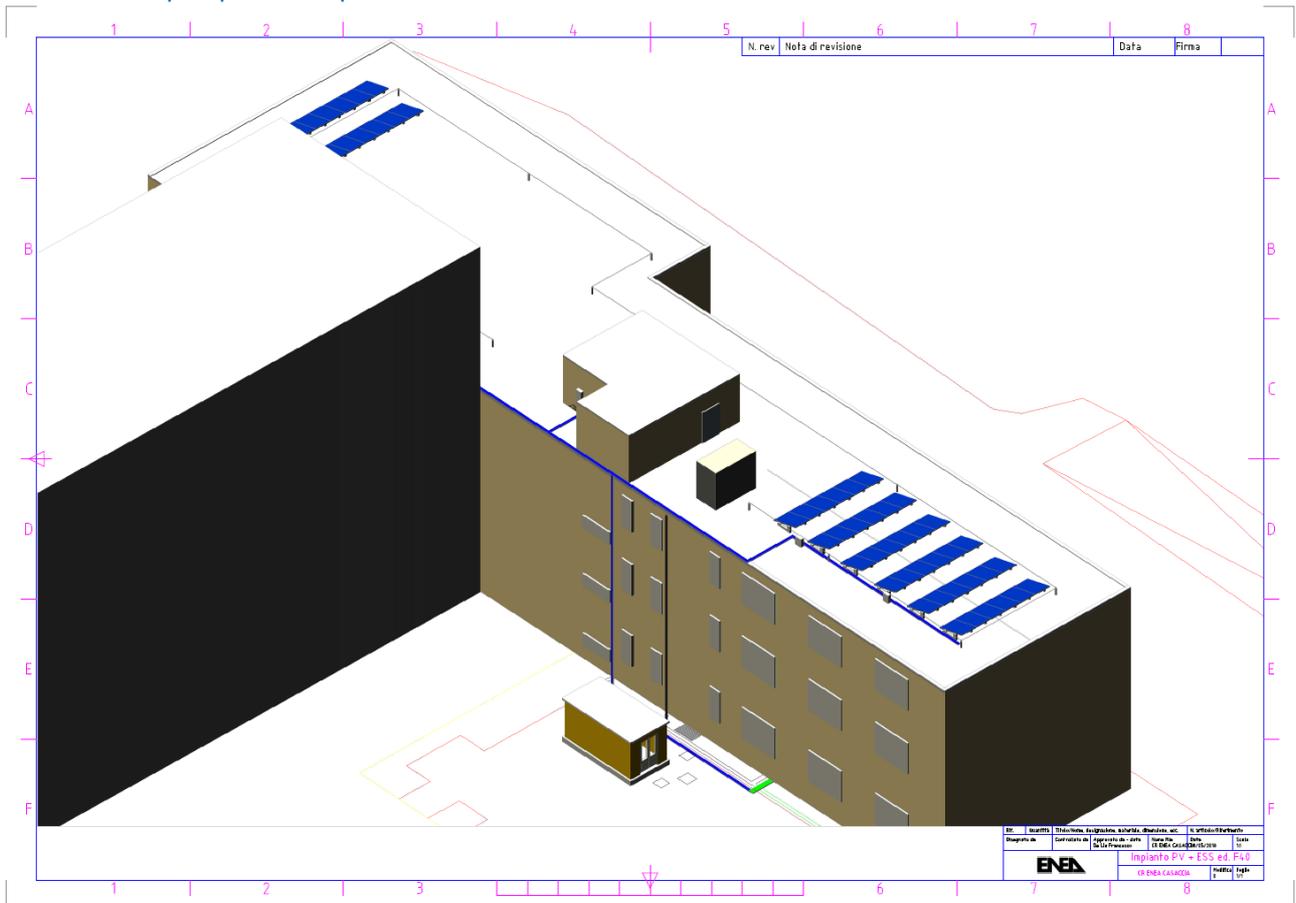


Figura 6. Vista prospettica impianto.

3.8 Valutazione rischio d'incendio a seguito dell'installazione impianto.

In questo paragrafo verrà illustrato il rispetto della normativa di prevenzione incendi per l'impianto in questione, con specifico riferimento alla Nota dei VV.FF DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012, meglio chiarita con nota PROT. n.6334 del 04/05/2012, che sostituisce la Guida emanata con nota prot. n. 5158 del 26 marzo 2010.

I moduli fotovoltaici saranno installati su n. 2 aree distinte, pianeggianti e di forma rettangolare pari rispettivamente a circa 36 m x 13 m e 24 m x 17 m., e disposti su n. 6 stringhe totali; entrambi i poli in corrente continua saranno isolati da terra ed alimenteranno la rete elettrica grazie alla presenza di n.3 inverter, dispositivi elettronici/statici che convertiranno la corrente continua in corrente alternata. Questi saranno alloggiati all'interno della nuova cabina prefabbricata in CAV, situata esternamente in prossimità del fabbricato. I pannelli saranno sostenuti e fissati direttamente su zavorre in calcestruzzo SunBallast, con inclinazione a 15°, mediante graffe in alluminio e apposita bulloneria, senza necessità di operare forature sulla copertura stessa. In caso di emergenza, in posizione visibile e adeguatamente segnalata in prossimità dell'accesso alla cabina, sarà installato un pulsante di sgancio dell'impianto elettrico e di quello fotovoltaico. L'attivazione di questo pulsante comporta il blocco degli inverter e la conseguente assenza di tensione a valle di questi anche nelle ore diurne. Tutti i componenti dell'impianto fotovoltaico passano esternamente all'edificio, senza mai interferire con la struttura e i locali interni.

3.8.1 Misure di prevenzione e protezione passiva per scongiurare l'insorgenza dell'incendio e contenerne la propagazione

Le distanze dei moduli fotovoltaici dai bordi della copertura risultano superiori ad 1 m ed assicurano condizioni di sicurezza tali da evitare interferenze e/o propagazione d'incendio. L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto sarà progettato, realizzato e costantemente mantenuto a regola d'arte; tutti i componenti saranno conformi alle normative comunitarie e ai documenti emanati dal CEI (norme e guide) applicabili.

Come anticipato nel precedente paragrafo, i moduli fotovoltaici saranno installati su zavorre in calcestruzzo direttamente appoggiate all'estradosso della copertura, i collegamenti elettrici in corrente continua saranno isolati da terra e realizzati con cavi a doppio isolamento. Le strutture portanti risultano adeguate al carico strutturale derivato dal peso aggiuntivo dell'impianto, con riferimento a quanto riportato nel DM 17/01/2018 "Nuove norme tecniche per le costruzioni".

Il solaio di copertura, di altezza 20 + 5 cm, è costituito da travetti prefabbricati e soletta di ripartizione in cemento armato. Al di sopra del solaio è stato realizzato un tetto piano praticabile, pavimentato solo parzialmente. L'impianto fotovoltaico non attraversa mai internamente l'edificio quindi nessun componente dell'impianto è di intralcio alle vie di esodo, né attraversa mai "luoghi sicuri".

E' evitata la propagazione di un eventuale incendio dal generatore fotovoltaico all'interno del fabbricato essendo la tipologia di copertura riconducibile al caso 3/a (tetto classificato Froof e pannello FV di classe 1) dell'Allegato B della L.C. 6334 del 04/05/2012 (Chiarimenti alla nota prot. DCPREV 1324 del 07/02/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012).

Dal punto di vista della sicurezza, nonostante risulti impossibile porre il sistema fuori tensione in presenza di luce solare, esso tuttavia non costituirà causa primaria di incendio o di esplosione. Il rischio di elettrocuzione è da considerarsi di entità bassa in quanto risultano adottate le seguenti misure di prevenzione:

- i cavi elettrici sono dotati di idonea resistenza, anche meccanica, in relazione alle condizioni di impiego, non costituiscono intralcio, non formano lunghi percorsi né presentano intrecci o grovigli;
- le apparecchiature sono conformi alle specifiche norme di prodotto e sono dotati di marcatura CE;
- le parti in tensione sono ricoperte in tutta la loro estensione con materiale isolante o poste dietro involucri in grado di assicurare un grado di protezione sia da contatti da corpi estranei che da sostanze liquide;
- i n°3 inverter e i relativi sistemi di accumulo saranno opportunamente protetti a monte e a valle da sezionatori e magnetotermici differenziali;
- per prevenire i contatti diretti si adottano carcasse o barriere correttamente messi a terra;
- sono adottate opportune misure di prevenzione e protezione contro i contatti diretti;
- le apparecchiature riportano l'indicazione della tensione, dell'intensità e del tipo di corrente e delle altre eventuali caratteristiche costruttive necessarie per l'uso.

Si precisa che l'impianto fotovoltaico sarà dislocato completamente all'esterno (sulla copertura) dell'edificio e che anche le tubazioni, i cavidotti e gli inverter saranno ubicati totalmente all'esterno. La copertura dell'edificio sarà accessibile solamente da personale autorizzato.

3.8.2 Documentazione a corredo dell'impianto e del progetto di sicurezza e prevenzione incendi.

Per l'impianto, comprensivo del sistema di ancoraggio alle sottostrutture, è stato redatto apposito progetto a firma di professionista abilitato, completo di relazione tecnica, Planimetrie, Sezioni e Particolari costruttivi. Sono state inoltre eseguite la verifica di idoneità statica dell'intervento, dalla quale risulta che l'opera può ritenersi priva di rilevanza per la pubblica incolumità ai fini sismici, e il progetto di dimensionamento delle zavorre considerando gli effetti del vento sui pannelli.

Al termine dei lavori sarà infine fornita la Dichiarazione di conformità dell'intero impianto rilasciata da parte dell'installatore delle opere, ai sensi del D.M. 37/2008.

3.9 Valutazione rischio di esplosione locale cabina inverter e batterie.

Di seguito viene presentato uno stralcio del documento di Valutazione dei Rischi di Esplosione che è stato redatto conformemente a quanto previsto dal Titolo XI (Protezione da Atmosfere Esplosive) del Decreto Legislativo 81/08, che prescrive le misure per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive. La valutazione ha per oggetto il nuovo locale cabina che ospiterà gli inverter e i sistemi di accumulo dell'impianto fotovoltaico montato sulla copertura dell'edificio F40.

3.9.1 Classificazione dei luoghi

La classificazione delle aree con pericolo di esplosione è stata effettuata tenendo conto sia del grado di emissione, sia della efficacia e della disponibilità della ventilazione (naturale e/o artificiale), come previsto dalla Guida CEI 31-35. Per la classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas si considerano i luoghi (aree) nei quali sia prevedibile la presenza di gas combustibili sia all'interno dei sistemi di contenimento, sia all'esterno di detti sistemi, dai quali potrebbero fuoriuscire, sia durante il funzionamento normale dell'impianto, sia in caso di funzionamento anormale, sia in caso di manutenzione.

3.9.2 Procedimento di classificazione dei luoghi pericolosi.

La classificazione dei luoghi è un metodo di analisi e di suddivisione convenzionale del luogo considerato in zone pericolose e zone non pericolose in relazione alla provenienza del pericolo d'esplosione e alla probabilità di presenza del pericolo. Il procedimento di classificazione dei luoghi adottato è il seguente.

Per il locale cabina inverter/batterie considerato:

- sono stati raccolti i dati generali di progetto;
- è stata verificata l'applicabilità delle Norme;
- sono state individuate le sostanze infiammabili e le relative caratteristiche;
- sono state individuate le sorgenti di emissione (SE);
- si è verificato se esiste la possibilità di eliminare o limitare quanto più possibile la quantità di SE.

Per ogni Sorgente di Emissione (SE):

- è stata determinata la possibilità di emissione di sostanze infiammabili (attribuzione del grado o gradi di emissione) ed è stata verificata la possibilità di eliminare o limitare quanto più possibile le emissioni di grado continuo e primo grado o almeno di ridurre le portate;
- è stata verificata l'eventuale presenza di sistemi di ventilazione artificiale locale, o l'opportunità di prevederli;
- sono state individuate eventuali SE rappresentative di altre;
- è stato preparato un elenco di tutte le Sorgenti di Emissione SE.

Per ciascun grado di emissione delle singole Sorgenti di Emissione (SE):

- deve essere calcolata la portata di emissione, la distanza "dz" e definita la quota "a";
- devono essere definite le zone pericolose originate dalle singole emissioni considerando, ove necessario, l'influenza della contemporaneità delle emissioni sulla classificazione dei luoghi;
- devono essere calcolate le estensioni delle zone pericolose originate dalle singole emissioni.

Dopo aver determinato i tipi e le estensioni di tutte le zone pericolose originate dalle singole emissioni:

- devono essere individuate le aperture interessate da zone pericolose;
- deve essere valutata la possibilità di adottare misure tecniche e/o organizzative per ridurre il pericolo d'esplosione;
- deve essere eseguito, ove necessario, l'involuppo delle zone pericolose originate dalle singole sorgenti di emissione e sono stati stabiliti i dati per la definizione dei requisiti dei prodotti;

- deve essere preparata la documentazione tecnica di classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, considerando il livello di progettazione in cui si opera.

3.9.3 Metodologia adottata per la valutazione del rischio

La valutazione del RISCHIO è stata condotta nel seguente modo.

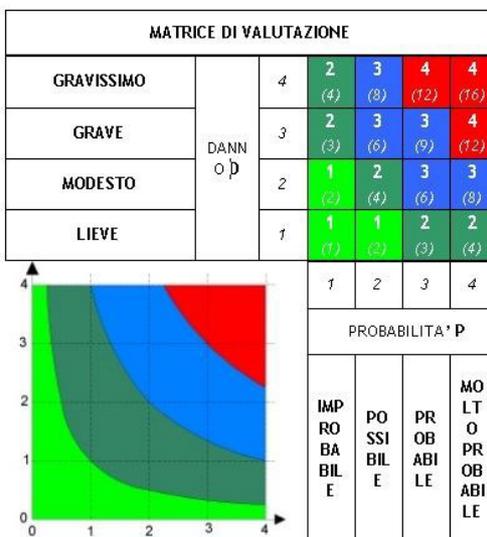
1) individuazione delle possibili conseguenze, considerando ciò che potrebbe ragionevolmente accadere, e scelta di quella più appropriata tra i quattro seguenti possibili DANNI e precisamente:

DANNO	VALORE
LIEVE	1
MODESTO	2
GRAVE	3
GRAVISSIMO	4

2) valutazione della PROBABILITA' della conseguenza individuata nella precedente fase, scegliendo quella più attinente tra le seguenti quattro possibili:

PROBABILITA'	VALORE
IMPROBABILE	1
POSSIBILE	2
PROBABILE	3
MOLTO PROBABILE	4

3) valutazione finale dell' entità del **RISCHIO** in base alla combinazione dei due precedenti fattori e mediante l'utilizzo della seguente MATRICE di valutazione, ottenuta a partire dalle curve Iso-Rischio.



Dalla combinazione dei due fattori precedenti (PROBABILITA' e DANNO) viene ricavata, come indicato nella Matrice di valutazione sopra riportata, l'Entità del RISCHIO (nel seguito denominato semplicemente RISCHIO), con la seguente gradualità:

1	2	3	4
$1 \leq D \times P \leq 2$	$2 < D \times P \leq 4$	$4 < D \times P \leq 9$	$9 < D \times P \leq 16$
MOLTO BASSO	BASSO	MEDIO	ALTO

Il procedimento è stato effettuato per ogni Sorgente di Emissione. Dal confronto dei risultati è stato desunto il valore finale del RISCHIO per l'ambiente/reparto considerato, assumendo il valore peggiore.

3.9.4 Determinazione della probabilità P

La probabilità P è stata determinata mediante i seguenti due fattori :

- probabilità che le fonti di accensione siano presenti e divengano attive ed efficaci (PFA);
- probabilità e durata della presenza di gas, vapori o nebbie infiammabili (PPG).

Probabilità fonti di accensione (PFA)

Per determinare la probabilità relativa alle possibili fonti di accensione, è stata compilata una specifica checklist, al fine di individuare quali fonti siano presenti e con quale probabilità .

Sono state considerate le seguenti tipologie generali d'innesco, come indicate nella norma UNI EN 1127-1 /2008:

- Superfici calde
- Fiamme e gas caldi (compreso particelle calde)
- Scintille di origine meccanica
- Materiale elettrico
- Correnti elettriche vaganti, protezioni contro la corrosione catodica
- Elettricità statica
- Fulmini
- Onde elettromagnetiche a radiofrequenza (RF) da 104 Hz a $3 \cdot 10^{12}$ Hz
- Onde elettromagnetiche da $3 \cdot 10^{11}$ Hz a $3 \cdot 10^{15}$ Hz
- Radiazioni ionizzanti
- Ultrasuoni
- Compressione adiabatica e onde d'urto
- Reazioni esotermiche, inclusa l'autoaccensione delle polveri

L'idoneità delle sorgenti di accensione è stata confrontata con le caratteristiche di accensione delle sostanze infiammabili, tenendo conto anche delle sorgenti che potrebbero manifestarsi a seguito di operazioni di manutenzione o pulizia.

Qualora non possa essere valutata la probabilità di esistenza di una determinata sorgente di accensione efficace, è stato supposto che la sorgente di accensione sia sempre presente.

Per ogni possibile fonte di accensione eventualmente presente è stata indicata la probabilità tra le seguenti quattro (ad ognuna delle quali è stato attribuito un punteggio da 1 a 4):

Fattore PFA	Definizione	Punti
PFA4 (Molto Probabile)	Le sorgenti di accensione possono manifestarsi continuamente o frequentemente e possono manifestarsi durante il normale funzionamento delle apparecchiature, dei sistemi e componenti utilizzati	4
PFA3 (Probabile)	Le sorgenti di accensione possono manifestarsi in circostanze rare e possono manifestarsi unicamente a seguito di disfunzioni delle apparecchiature, dei sistemi e componenti utilizzati	3
PFA2 (Possibile)	Le sorgenti di accensione possono manifestarsi in circostanze molto rare e possono manifestarsi unicamente a seguito di rare disfunzioni delle apparecchiature, dei sistemi e componenti utilizzati	2
PFA1 (Improbabile)	Sorgenti di accensione assenti o, se presenti, praticamente non efficaci	1

Probabilità e durata della presenza di gas esplosivi (PPG)

Per la valutazione della probabilità e durata della presenza di gas esplosivi, è stata utilizzata la seguente tabella:

Fattore PPG	Definizione	Punti
-------------	-------------	-------

PPG4	Zona 0 - Area in cui è presente in permanenza o per lunghi periodi o frequentemente un'atmosfera esplosiva consistente in una miscela di aria e di sostanze infiammabili sotto forma di gas, vapore o nebbia.	4
PPG3	Zona 1 - Area in cui la formazione di un'atmosfera esplosiva, consistente in una miscela di aria e di sostanze infiammabili sotto forma di gas, vapori o nebbia, è probabile che avvenga occasionalmente durante le normali attività.	3
PPG2	Zona 2 - Area in cui durante le normali attività non è probabile la formazione di un'atmosfera esplosiva consistente in una miscela di aria e di sostanze infiammabili sotto forma di gas, vapore o nebbia o, qualora si verifichi, sia unicamente di breve durata.	2
PPG1	Zona NE - Area non pericolosa, nella quale è quasi impossibile che si formi un'atmosfera esplosiva consistente in una miscela di aria e di sostanze infiammabili sotto forma di gas, vapore o nebbia.	1

Per determinare la probabilità PPG sono state prese in considerazione sia le Prime Zone di classificazione di Emissione PPG (Z1), sia le Seconde Zone PPG (Z2).

3.9.5 Determinazione del danno D

Il valore del Danno D viene determinato in funzione delle Zone di Classificazione già indicate nella tabella precedente, sommando al punteggio relativo alla zona stessa alcuni elementi o indici e ragguagliando poi il valore ad un numero tra 1 e 4. In particolare è stata utilizzata la seguente formula:

$$D = \text{Valore Ragguagliato di } D' \text{ (con } D' = FD + IPL + IKG + IVZ + ICN)$$

Essendo

FD il valore primario del fattore di danno, dipendente dalla zona di classificazione ed avente un valore da 1 a 4, come riportato nella seguente tabella:

Zona	FD
Zona 0	4
Zona 1	3
Zona 2	2
Zona NP (non pericolosa)	1

IPL un indice dipendente dalla presenza dei lavoratori nell'ambiente oggetto della valutazione ed avente un valore da 0 a 0,5, come riportato nella seguente tabella:

Presenza Lavoratori	IPL
Nulla	0
Saltuaria	0,25
Continua	0,5

IKG un indice dipendente dal valore dell'indice di esplodibilità della sostanza relativa alla SE ed avente anch'esso un valore da 0 a 0,5, come riportato nella seguente tabella:

KG [bar m/s]	IKG
≤ 500	0
500 < KG ≤ 1000	0,25
> 1000	0,5

IVZ un indice dipendente dall'entità del Volume pericoloso Vz ed assume anch'esso un valore da 0 a 0,5, come riportato nella seguente tabella:

Vz [dm ³]	IVZ
≤ 10	0
10 < VZ ≤ 100	0,25
> 100	0,5

ICN un indice dipendente dal tipo di confinamento della nube di polvere ed assume anch'esso un valore da 0 a 0,5, come riportato nella seguente tabella:

Tipo Confinamento Gas	ICN
Non confinata	0
Parzialmente confinata	0,25
Completamente confinata	0,5

I valori sono stati calcolati, come al solito, sia per le Sorgenti di Emissione SE, sia per gli Strati. Nelle tabelle delle pagine seguenti vengono riportati i valori calcolati dei diversi indici ed i valori del Danno D per le Sorgenti di Emissione SE e per gli Strati.

3.9.6 Valutazione esposizione gas locale cabina.

Tipo di ambiente: Chiuso

Presenza lavoratori: Continua

Dati Geometrici Ed Ambientali

Superficie in pianta (mq)	12,5
Altezza media (m)	2,4
Volume calcolato (mc)	30
Volume libero (mc)	30
Altitudine s.l.m. (m)	24
Pressione atmosferica Pa (Pa)	101.037,48
Temperatura media (°C)	30
Velocità dell'aria (m/s)	0,1
Fattore Efficacia ventilazione f	f=2

Dati Ventilazione

Sono stati rilevati i seguenti dati:

VENTILAZIONE NATURALE	
Tipologia Aperture	Due aperture
Superficie A1 (mq)	0,5
Superficie A2 (mq)	0,5
Superficie A3 (mq)	0
Superficie A4 (mq)	0
Coeff. Δ cp	0,9
Velocità dell'aria all'esterno (m/s)	0,5

VENTILAZIONE ARTIFICIALE	
Portata ventilazione (mc/s)	0
Disponibilità Ventilazione	buona
Velocità aria primaria (m/s)	0

Elenco delle sostanze presenti

Le batterie di accumulo presenti nel locale cabina saranno conformi alla Norma IEC 62619 come indicato dal seguente certificato.

Zertifikat Certificate

Zertifikat Nr. *Certificate No.*
R1 50286529

Blatt Page
0001



TÜVRheinland

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum	<i>Date of Issue</i> (day/month/year)
TUV-IEC 62619	ZOL-YOY- 12031085 001	27.06.2014	

Genehmigungsinhaber <i>License Holder</i>	Fertigungsstätte <i>Manufacturing Plant</i>
Panasonic Group, Sanyo Electric Co., Ltd 222-1, Kaminaizen, Sumoto City, Hyogo 656-8555 JAPAN	SANYO Energy Nandan Co., Ltd. Tsuna Factory 945 Shizuki Awaji-shi, Hyogo 656-2131 JAPAN

Prüfzeichen *Test Mark*



Type Approved
Safety
Regular Production
Surveillance

www.tuv.com
ID 200050000

Geprüft nach *Tested acc. to*
IEC 62619:2012/NP (21A/499/NP)

Zertifiziertes Produkt <i>(Geräteidentifikation)</i> <i>Certified Product (Product Identification)</i>	Lizenzentgelte - Einheit <i>License Fee - Unit</i>
Lithium-ion battery Secondary System, LiNiMnCoO2	
Type Designation: BJ-A1Z0007AA (80UR18650Z4-B001A) Containing Cell: UR18650ZK Cell Configuration: [4P80S]	6
Ratings Rated Capacity: 7.7Ah Nominal Voltage: 288V Nominal Charging Voltage: 320V Watt-hour Rating: 2,217Wh BMU/BMS software/hard ware ver.: Software: 9/Hardware: F4	



Certification Body



Dipl.-Ing. (FH) J. Taylor

ANLAGE (Appendix): 1

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland Japan Ltd., 3-19-5 Shin Yokohama, Yokohama 222-0033, Japan
Tel.: (+81)45470-1850 e-mail: info@jpn.tuv.com
Fax: (+81)45473-5221 http://www.tuv.com/jp

Figura 7. Certificato IEC- 62619 relativo alle batterie utilizzate nell’impianto

Nell’ambiente in esame non sono pertanto presenti sostanze in grado di generare atmosfere esplosive.

Elenco delle Sorgenti di Emissione SE

N°6 batterie di accumulo ABB REACT-BATT-AP1. Si tratta di batterie Li-Ion con capacità media utile nella vita di 2 kWh che possiedono la certificazione alla Norma IEC 62619 (vedere anche paragrafo precedente).

Non sono pertanto presenti Sorgenti di Emissione SE.

Dati caratteristici per il calcolo della portata Qg

Non risulta necessario valutare le portate di emissione Qg in funzione dei tipi di emissione.

Riepilogo risultati del calcolo

Non è necessario valutare la distanza pericolosa e la quota “a”, il Volume ipotetico di atmosfera esplosiva e il grado e disponibilità della ventilazione (dati necessari per la classificazione delle zone).

Estensione zone pericolose generate dalle sorgenti di emissione.

Nei luoghi con pericolo di esplosione, la definizione delle zone pericolose è distinta in due fasi: determinazione del tipo di zona o dei tipi di zone (zona 0, zona 1, zona 2) e determinazione della sua/loro estensione; dette fasi non sono necessariamente nell’ordine indicato.

L’estensione di una zona pericolosa per la presenza di gas combustibili nell’atmosfera, originate da emissioni dai sistemi di contenimento, è definita come la distanza in tutte le direzioni dai bordi di una sorgente di emissione di polvere fino al punto dove il pericolo associato con questa zona è considerato trascurabile (la concentrazione scende al di sotto del LEL tenuto conto di un opportuno coefficiente di sicurezza).

La distanza pericolosa dz è la distanza dalla SE nella direzione di emissione e di più probabile dispersione dell’atmosfera esplosiva, a partire dalla quale la concentrazione dei gas o vapori infiammabili nell’aria è inferiore al kdz x LEL, calcolata con metodi matematici; essa può essere utilizzata per individuare l'ordine di grandezza delle dimensioni della zona pericolosa e non le dimensioni vere e proprie.

La quota “a” rappresenta l’effettiva estensione della zona pericolosa nella direzione di emissione e di più probabile dispersione dell’atmosfera esplosiva.

Il calcolo delle estensioni viene eseguito conformemente a quanto previsto dalla Guida CEI 31-35 e con i criteri riportati nell’appendice GB, sez. GB.5 della stessa Guida, che consentono il calcolo della distanza pericolosa dz e della cosiddetta quota “a”, come dettagliatamente descritto nel precedente capitolo specifico.

Nel nostro caso, non essendo presenti sorgenti di emissione SE, i valori della distanza dz e della quota “a” risultano nulli.

Probabilità fonti di accensione (PFA)

Nella seguente tabella vengono riportate le possibili sorgenti di accensione di esplosione (come definite dal DPR 126/98, Allegato II) e, per ognuna di esse, viene riportata l’ eventuale presenza, la probabilità (come definita nella tabella precedente) ed il punteggio relativo.

CHECK-LIST POSSIBILI SORGENTI D’INNESCO

SORGENTI DI INNESCO	Presenti	Probabilità	Punti
Superfici Calde	Si	Improbabile	1
Fiamme e gas caldi (compreso particelle calde)	No		/
Scintille di origine meccanica	Si	Improbabile	1
Materiale elettrico	Si	Improbabile	1
Correnti elettriche vaganti, protezioni contro la corrosione catodica	Si	Improbabile	1
Elettricità statica	Si	Improbabile	1
Fulmini	Si	Improbabile	1
Onde elettromagnetiche a radiofrequenza (RF) da 104 Hz a 3x10 ¹² Hz	Si	Improbabile	1
Onde elettromagnetiche da 3 x 10 ¹¹ Hz a 3x10 ¹⁵ Hz	Si	Improbabile	1
Radiazioni ionizzanti	No		/

Ultrasuoni	No	/
Compressione adiabatica e onde d'urto	No	/
Reazioni esotermiche, inclusa l'autoaccensione delle polveri	No	/
Punteggio massimo		1

Probabilità e durata della presenza di gas (PPG)

Per determinare la probabilità PPG sono state prese in considerazione sia le Prime Zone di classificazione di Emissione PPG (Z1), sia le Seconde Zone PPG (Z2).

I risultati vengono riportati nella seguente tabella :

Sigla SE	Zona Pericolosa SE	Seconda Zona pericolosa SE	PPG (Z1)	PPG (Z2)
/	Zona NP	(5)	1	-

Probabilità P

La probabilità P è stata ricavata dalla combinazione dei due valori (PFA e PPP) sempre separatamente per le sorgenti di emissione SE e per gli strati, come indicato nella seguente tabella:

Sigla SE	Zona Pericolosa SE	Seconda Zona pericolosa SE	PPG (Z1)	PPG (Z2)
/	1	-	1	-

Determinazione del danno D

Tabella Riepilogativa dei valori numerici del Danno D sia per la Prima Zona pericolosa delle Sorgenti di Emissione (DZ1), sia per la Seconda Zona pericolosa (D Z2).

SE	FD Z1	FD Z2	Confinamento Nube	ICI	IKG	IVZ	IPL	D' Z1	D' Z2	D Z1	D Z2
/	1	-	Non confinata	0,00	0,00	0,00	0,50	1,50	-	2	-

Tabella Riepilogativa del RISCHIO complessivo delle Sorgenti di Emissione.

RIEPILOGO										
SE	Prima Zona Pericolosa SE				Seconda Zona Pericolosa SE				RISCHIO COMPLESSIVO	
	DZ1	PZ1	RZ1 = DZ1 x PZ1	R Z1 Ragg.	DZ2	PZ2	RZ2 = DZ2 x PZ2	R Z2 Ragg.		
/	2	1	2	2	-	-	-	-	Classe di rischio 0	

Classe di RISCHIO di appartenenza:

Rischio molto basso	$1 \leq D \times P \leq 2$	Classe di rischio 0
---------------------	----------------------------	---------------------

3.9.7 Misure di sicurezza

In funzione della classe di rischio d'appartenenza non è necessario adottare misure di sicurezza specifiche.

4 Sistema di Smart metering

4.1.1 Catena di misura

Lo schema a blocchi della catena di misura del sistema di Smart metering è riportato nella figura seguente. I sistemi di accumulo sono monitorabili e comandabili mediante un software sviluppato in ENEA che utilizza i protocolli Mod-Bus proprietari dei sistemi di accumulo ABB e dei traduttori di misura Contrel.

Il sistema di Smart metering si basa su due livelli di metering: un primo livello è costituito dai registri macchina dei sistemi di accumulo e degli inverter con i quali è possibile leggere e/o scrivere, nei registri Modbus di interesse a seconda del caso, ed un secondo livello di metering costituito dall'insieme dei registri Modbus dei trasduttori di potenza montati a bordo macchina (inverter e pompa di calore). Poiché il protocollo nativo delle apparecchiature è il Modbus-RTU è stato necessario utilizzare dei gateway ModBus-TCP-ModBus-RTU per consentire al controllore d'impianto (CRIO 9030) di colloquiare via TCP-IP con il sistema di Smart metering. Fanno parte del sistema di smart metering un trasduttore di radiazione solare e di temperatura ambiente montati in prossimità dei moduli fotovoltaici dell'impianto. L'acquisizione di tali grandezze fisiche avviene anch'essa sfruttando il protocollo ModBus-RTU del costruttore (Zipp&Zonen). Fanno parte della catena di misura anche il contatore di produzione M2.

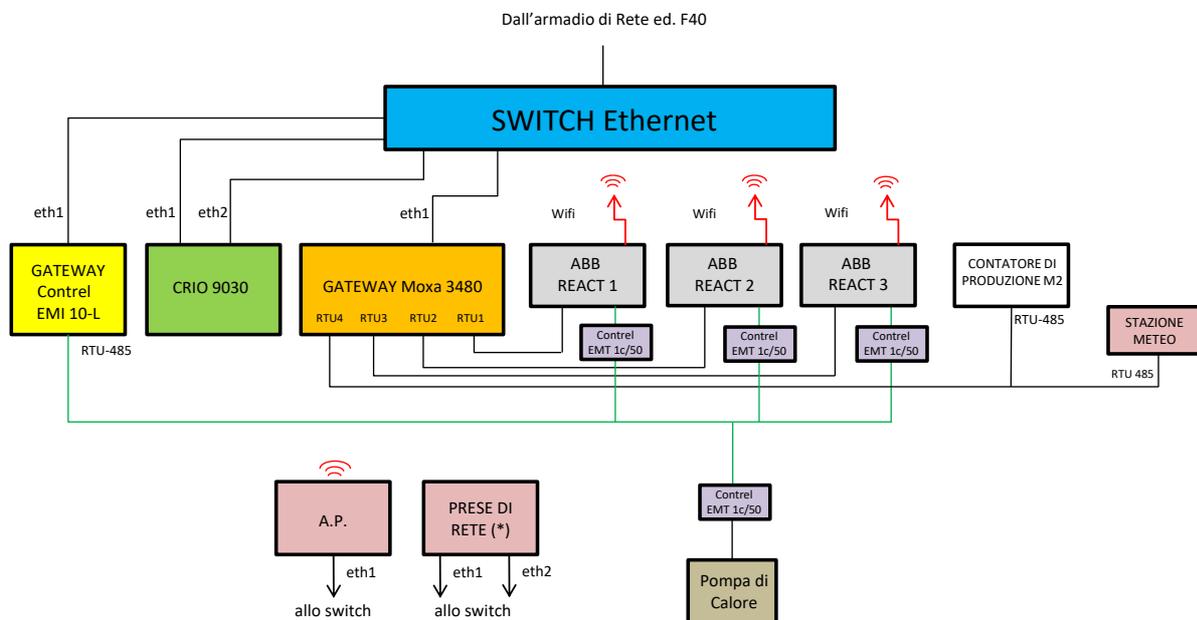


Figura 8. Schema della catena di misura del Sistema Smart metering

Di seguito sono riportati i principali elementi della catena di misura

Gateway Contrel EMI 10L

Esso fornisce una connettività tra dispositivi seriali Modbus e le reti TCP/IP, senza modificare l'infrastruttura esistente ed è quindi indicato per la conversione da un sistema basato su bus seriale (accumuli, inverter e trasduttori di misura) a un sistema basato su Ethernet.

Le principali caratteristiche del Gateway Contrel EMI 10L sono:

- Porta Ethernet 10/100Base-T
- Porta seriale RS485 opto-isolata
- Connessione 2-fili
- Integrazione di un massimo di 32 dispositivi seriali Modbus
- Supporto per serial master da Modbus TCP/IP
- Interfaccia Web per la configurazione, diagnostica e manutenzione
- Sicurezza personalizzabile tramite diversi livelli di accesso (sola lettura o accesso completo)
- Log-in sicuro tramite nome utente e password



Figura 9. Gateway Control EMI 10L.

Gateway Moxa 3480

Il gateway precedente aveva il vantaggio di interfacciarsi in modo ottimizzato con il trasduttore di misura EMT 1C/50 dello stesso costruttore ma, da prove fatte, non è utilizzabile sugli accumuli e gli inverter per motivi di compatibilità. Pertanto è stato installato un secondo gateway, di tipo industriale e quindi decisamente più versatile, con il quale ci si interfaccia con il resto delle apparecchiature.

Le principali caratteristiche del Gateway Moxa 3480 sono:

Interfaccia Ethernet

- Protocolli: Modbus TCP
- Numero di porte: 1
- Velocità: 10/100 Mbps, Auto MDI/MDIX
- Connector: 8-pin RJ45
- Magnetic Isolation Protection: 1.5 kV (built-in)

Interfaccia seriale

- Protocolli: Modbus RTU/ASCII Slave/Master
- Numero porte: 4
- Standard: RS-232/422/485

Multi-master and Multi-drop: Fino a 32 TCP slaves



Figura 10. Gateway Moxa 3480.

Trasduttore di misura Contrel EMT 1C/50

Il trasduttore installato ai morsetti delle apparecchiature è un Energy/ Power Meter monofase in grado di misurare la corrente e la tensione in corrente continua e alternata a vero valore efficace (TRMS). Tramite l'uscita RS485 Modbus sono disponibili: Irms, Vrms, potenza attiva e reattiva e altre grandezze di interesse.

Le principali caratteristiche del Trasduttore EMT-1C/50 sono:

- Misura di tipo TRMS, THD disponibile;
- Classe di precisione 0,5 %;
- Uscita RS485 Modbus RTU integrata;
- Misure di Energia Bidirezionale;
- Montaggio su barra Din in verticale o orizzontale;



Figura 11. Trasduttore di misura EMT-1C/50.

4.1.2 L'Energy Management System

L'Energy management System monitora lo stato di funzionamento dell'impianto e gestisce l'accumulo sulla base delle strategie di gestione sviluppate sul simulatore ENEA. La macchina utilizzata, il CRIO-9030 prodotto dalla National Instruments, è un controller embedded real-time ideale per applicazioni di controllo e monitoraggio. Il controller include un FPGA e un processore real-time con sistema operativo NI Linux Real-Time che offre agli sviluppatori tutti i vantaggi del vasto ecosistema software di Linux. Le funzionalità dell'interfaccia utente embedded e una Mini Display Port permettono di aggiungere una HMI (Human Machine Interface) per semplificare lo sviluppo delle applicazioni. Questo controller è fanless ed è dotato di uno slot SDHC e di diverse opzioni di connettività, due porte Gigabit Ethernet, due USB host, una USB device e due seriali.



Figura 12. Il Controllore dell'impianto (EMS)

Mediante una delle due interfacce ethernet il controllore comunica con il sistema di Smart metering per l'acquisizione dei dati di esercizio e utilizza il bus dati per il controllo dello storage. La stessa macchina si occupa inoltre di salvare giornalmente i dati di esercizio campionati ogni 15 s memorizzandoli su Storage di rete (NAS) per le elaborazioni del caso.

5 Schede tecniche

LG NeON²

LG335N1C-A5 | LG330N1C-A5 | LG325N1C-A5

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm / 6 inches
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1,686 x 1,016 x 40 mm 66.38 x 40 x 1.57 in
Front Load	6,000Pa / 125 psf
Rear Load	5,400Pa / 113 psf
Weight	18 kg / 39.68 lb
Connector Type	MC4 (MC)
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	1,000 mm x 2 ea / 39.37 in x 2 ea
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

Certifications and Warranty

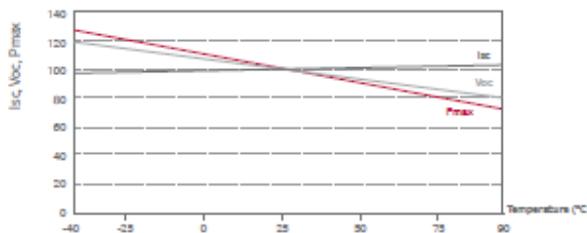
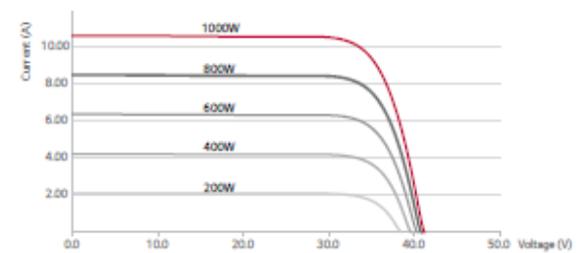
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	UL 1703
	IEC 61701 (Salt mist corrosion test)
	IEC 62716 (Ammonia corrosion test)
Module Fire Performance	ISO 9001
	Type 1 (UL 1703)
Fire Rating	Class C (ULC/ORD C 1703, IEC 61730)
Product Warranty	12 Years
Output Warranty of P _{max}	Linear Warranty*

* 1) 1st year: 98%, 2) After 1st year: 0.55% annual degradation 3) 84.8% for 25 years

Temperature Characteristics

NOCT	[°C]	45 ± 3
P _{max}	[%/°C]	-0.37
V _{oc}	[%/°C]	-0.27
I _{sc}	[%/°C]	0.03

Characteristic Curves



Electrical Properties (STC*)

Model		LG335N1C-A5	LG330N1C-A5	LG325N1C-A5
Maximum Power (P _{max})	[W]	335	330	325
MPP Voltage (V _{mpp})	[V]	34.1	33.7	33.3
MPP Current (I _{mpp})	[A]	9.83	9.80	9.77
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	41.0	40.9	40.8
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	10.49	10.45	10.41
Module Efficiency	[%]	19.6	19.3	19.0
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90		
Maximum System Voltage	[V]	1000 (UL / IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20		
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3		

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM 1.5
The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

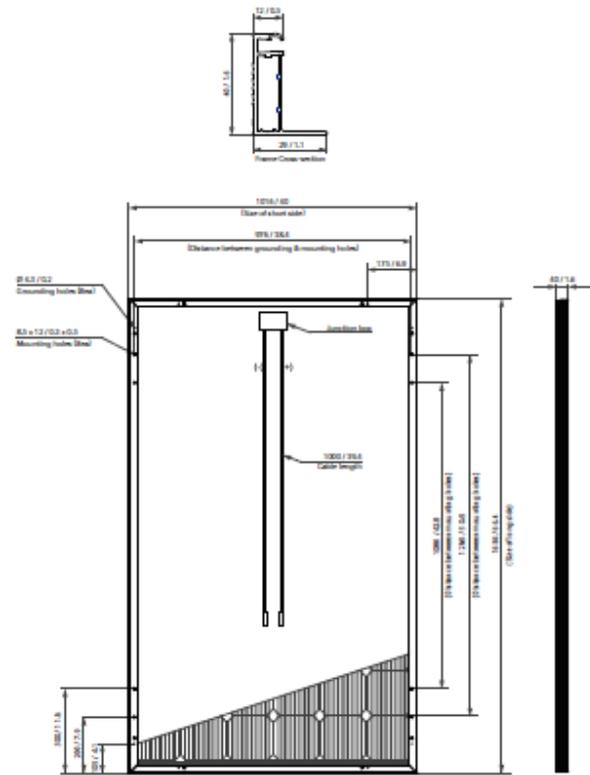
The Typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m² is -2.0%.

Electrical Properties (NOCT*)

Model		LG335N1C-A5	LG330N1C-A5	LG325N1C-A5
Maximum Power (P _{max})	[W]	247	243	240
MPP Voltage (V _{mpp})	[V]	31.5	31.2	30.8
MPP Current (I _{mpp})	[A]	7.83	7.81	7.78
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	38.2	38.1	38.0
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	8.44	8.41	8.38

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Dimensions (mm / inch)



* The distance between the center of the mounting/grounding

Figura 13. Scheda tecnica modulo fotovoltaico LG325N1C-A5 utilizzato nell'impianto.

ABB PV + Storage

REACT-3.6/4.6-TL



Dati tecnici e modelli

Sistema fotovoltaico con accumulo	REACT-3.6-TL	REACT-4.6-TL
	REACT-UNO-3.6-TL	REACT-UNO-4.6-TL
Componenti del sistema	REACT-BATT-API	
Inverter	REACT-MTR-1PH o REACT-MTR-3PH	
Ingresso	REACT-UNO-3.6-TL	REACT-UNO-4.6-TL
Massima tensione assoluta DC - $V_{DC\ max}$	600 V	
Tensione di attivazione DC - $V_{DC\ start}$	200 V (adj. 120...350 V)	
Intervallo operativo di tensione DC - $V_{DC\ MPP}$	0.7 x $V_{DC\ start}$...580 V (min 90 V)	
Tensione nominale DC - V_{DCr}	360 V	
Potenza nominale DC - P_{DCr}	5000 W	6000 W
Numero di MPPT indipendenti	2	
Potenza massima DC per ogni MPPT - $P_{MPPT\ max}$	2500 W	3000 W
Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a P_{DCr} , senza batteria - $V_{DC\ FULL\ POWER}$	Derating lineare [520 V ≤ V_{MPPT} ≤ 580 V]	Derating lineare [520 V ≤ V_{MPPT} ≤ 580 V]
Massima corrente DC - $I_{DC\ max}$ / per ogni MPPT	160...520 V	180...520 V
Massima corrente di cortocircuito per ogni MPPT - $I_{DC\ max}$	24 A / 12 A	27 A / 13.5 A
Numero di coppie di collegamento DC per ogni MPPT	15 A	
Tipo di connessione DC	2	
Protezioni di ingresso	Connettore PV ad innesto rapido ⁴⁾	
Protezione da inversione di polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente	
Protezione da sovratensione per ogni MPPT - varistore	Sì	
Controllo di isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	25 A / 660 V	
Carica batteria		
Potenza massima in carica (con minimo 3 x battery unit)	3000 W	3000 W
Potenza massima in scarica (con minimo 2 x battery unit)	3000 W	3000 W
Uscita		
Tipo di connessione AC alla rete	Monofase	
Potenza nominale AC - P_{ACr} ($\cos\phi = 0.9 - 1$, over/under excited)	3600 W	4600 W
Potenza massima AC - $P_{AC\ max}$	3600 W	4600 W
Potenza apparente massima - S_{max}	4000 VA	5100 VA ⁴⁾
Tensione nominale AC - V_{ACr}	230 V	
Intervallo di tensione AC	180...264 V ⁴⁾	
Massima corrente AC - $I_{AC\ max}$	19 A	24 A
Contributo alla corrente di corto circuito	23 A	29 A
Frequenza nominale - f_r	50 Hz	
Intervallo di frequenza	47...53 Hz ⁴⁾	
$\cos\phi$ aggiustabile	0.1 - 1 (over/under excited)	
Distorsione armonica totale di corrente	< 2%	
Tipo di connessioni AC	Morsettiera a vite, pressa cavo M25	
Protezioni di uscita		
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima protezione da sovracorrente AC	25 A	32 A
Protezione da sovratensione di uscita - varistore	2 (L - N / L - PE)	

Figura 14. Scheda tecnica inverter fotovoltaico con accumulo ABB-REACT 4.6TL utilizzato nell'impianto.

ZAVORRA ANGOLO 15° - Art. 23015			
			
DESCRIZIONE	Il materiale principale di SUN BALLAST è il Calcestruzzo, che permette una bassa usura nel tempo e la capacità di resistere anche alle perturbazioni più intense e a diverse condizioni climatiche		
APPLICAZIONE	Qualsiasi tipologia di tetto piano con pendenza max 10°; a terra, su terreni battuti con materiale inerte o pavimentazioni		
INCLINAZIONE DEI MODULI	15°	QUANTITA' PER BANCALE	10
PESO ZAVORRA	47 Kg	DIMENSIONI BANCALE	58 cm x 98 cm h= 62 cm
DISTANZA FRA PANNELLI	Da 80 cm a 100 cm	PESO TOTALE BANCALE	470 kg
ORIENTAMENTO DEL MODULO FOTOVOLTAICO	Orizzontale, Verticale	DIMENSIONE PANNELLO FOTOVOLTAICO DISEGNO	165 cm x 99,2 cm
POSA PANNELLO SU COPERTURA PIANA			
			
NOTE GENERALI	Per qualsiasi informazione visita il sito www.sunballast.it		

Figura 15. Scheda tecnica struttura di sostegno SUNBALLAST utilizzata nell'impianto.

6 Conclusioni

Le attività svolte hanno riguardato la progettazione esecutiva e le valutazioni specialistiche relative all'impianto fotovoltaico con accumulo al litio a servizio di un edificio del CR Enea Casaccia. Tali attività hanno permesso di verificare come la realizzazione dell'impianto fotovoltaico con accumulo al litio rispetta i requisiti di sicurezza applicabili. Sono state infatti state superate con successo sia la verifica statica del solaio della copertura dell'edificio che ospiterà l'impianto sia la valutazione del rischio di incendio ed esplosione della cabina elettrica che conterrà le batterie al litio. Per quanto riguarda il rischio di incendio, ci si è riferiti alla Nota dei VV.FF DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012, meglio chiarita con nota PROT. n.6334 del 04/05/2012 che costituisce la prescrizione normativa di riferimento in Italia in tale ambito. In particolare, In caso di emergenza, in posizione visibile e adeguatamente segnalata in prossimità dell'accesso alla cabina, sarà installato un pulsante di sgancio dell'impianto elettrico e di quello fotovoltaico. Sarà inoltre evitata la propagazione di un eventuale incendio dal generatore fotovoltaico all'interno del fabbricato essendo la tipologia di copertura riconducibile al caso 3/a (tetto classificato Froof e moduli fotovoltaici di classe 1) dell'Allegato B della L.C. 6334 del 04/05/2012.

Per quanto riguarda il rischio di esplosione, è stato prodotto il documento "Valutazione dei Rischi di Esplosione", redatto conformemente a quanto previsto dal Titolo XI (Protezione da Atmosfere Esplosive) del Decreto Legislativo 81/08, che prescrive le misure per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive. Le batterie di accumulo presenti nel locale cabina saranno conformi alla Norma IEC 62619 come documentato dal certificato rilasciato da un laboratorio accreditato (TUV Rheinland) e pertanto nell'ambiente in esame non saranno presenti sostanze in grado di generare atmosfere esplosive. Non essendo quindi presenti sorgenti di emissione SE, i valori della distanza d_z e della quota "a", calcolati con la Guida CEI 31-35 risultano nulli. L'analisi del Rischio ha permesso infine di concludere la *Classe di Rischio di appartenenza* è molto basso (Classe di rischio 0) e quindi non è necessario adottare misure di sicurezza specifiche per il locale che conterrà le batterie al Litio.