

Università degli Studi di Genova - Centro di Servizi Interfacoltà del Polo Universitario di Savona Savona, Italia

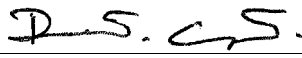
**Progettazione Preliminare,
Definitiva ed Esecutiva, per la
Realizzazione di un'Infrastruttura
Sperimentale-Dimostrativa di
Poligenerazione Denominata
"Smart Polygeneration Microgrid"**

**Progetto Esecutivo
Relazione Tecnica
Automazione e
Controllo**

Università degli Studi di Genova - Centro di Servizi Interfacoltà del Polo Universitario di Savona Savona, Italia

**Progettazione Preliminare,
Definitiva ed Esecutiva, per la
Realizzazione di un'Infrastruttura
Sperimentale-Dimostrativa di
Poligenerazione Denominata
"Smart Polygeneration Microgrid"**

**Progetto Esecutivo
Relazione Tecnica
Automazione e
Controllo**

| Preparato da | Firma | Data |
|--------------------|--|-------------|
| Alessio Ponte |  | Aprile 2012 |
| Giovanni Napoli |  | Aprile 2012 |
| Controllato da | Firma | Data |
| Ivo Maria Cassissa |  | Aprile 2012 |
| Stefano Monteverde |  | Aprile 2012 |
| Gianluca Cassulo |  | Aprile 2012 |
| Approvato da | Firma | Data |
| Fabio Bagnoli |  | Aprile 2012 |
| Sottoscritto da | Firma | Data |
| Roberto Carpaneto |  | Aprile 2012 |

| Rev. | Descrizione | Preparato da | Controllato da | Approvato da | Sottoscritto da | Data |
|------|--------------------|--------------|----------------|--------------|-----------------|-------------|
| 0 | Progetto Esecutivo | APN/GN | IMC/STM/GIC | FAB | RC | Aprile 2012 |

INDICE

| | <u>Pagina</u> |
|---|---------------|
| ELENCO DELLE FIGURE | II |
| ELENCO DELLE TAVOLE (FUORI DAL TESTO) | II |
| 1 INTRODUZIONE | 1 |
| 1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO | 1 |
| 1.2 ACRONIMI | 2 |
| 2 DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO | 3 |
| 2.1 MATERIALI RELATIVI AL CAMPUS | 3 |
| 2.2 NORMATIVE E DOCUMENTI APPLICABILI | 3 |
| 3 LIMITI DI INTERFACCIA DEGLI IMPIANTI TERMICI | 4 |
| 4 ARCHITETTURA DI CONTROLLO | 6 |
| 4.1 INSTALLAZIONE FISICA DEI SISTEMI | 6 |
| 4.2 INTERFACCIA COL CAMPO | 7 |
| 4.2.1 Identificazione dell'architettura di interfaccia con il campo | 8 |
| 4.2.2 Identificazione dei segnali di I/O a livello RTU | 9 |
| 4.2.3 Switch Nodo Principale | 17 |
| 4.2.4 Switch sul campo | 18 |
| 4.2.5 Collegamento in Fibra Ottica | 18 |
| 4.3 SISTEMA DI GESTIONE E CONTROLLO | 19 |
| 4.3.1 Hardware | 19 |
| 4.3.2 Software di Gestione e Controllo | 22 |
| 4.4 ALIMENTAZIONE | 25 |
| 5 CONCLUSIONI | 27 |
| RIFERIMENTI | 1 |

ELENCO DELLE FIGURE

| <u>Figura No.</u> | <u>Pagina</u> |
|--|----------------------|
| Figura 4.1: RTU Installata Presso Quadro Distribuzione | 8 |
| Figura 4.2: Architettura di Rete ad Anello | 17 |
| Figura 4.3: Sala di Controllo | 20 |

ELENCO DELLE TAVOLE (FUORI DAL TESTO)

Tavola No.

| |
|--|
| Tavola 1 – Automazione e Controllo: Rete Dati Sistema di Controllo e Automazione |
| Tavola 2 – Automazione e Controllo: Configurazione Rack Sala di Controllo |

**PROGETTO ESECUTIVO
RELAZIONE TECNICA AUTOMAZIONE E CONTROLLO
PROGETTAZIONE PRELIMINARE, DEFINITIVA ED ESECUTIVA, PER LA
REALIZZAZIONE DI UN'INFRASTRUTTURA SPERIMENTALE-
DIMOSTRATIVA DI POLIGENERAZIONE DENOMINATA "SMART
POLYGENERATION MICROGRID"**

1 INTRODUZIONE

I temi legati al miglioramento dell'efficienza energetica, all'utilizzo di energie rinnovabili ed alla gestione intelligente delle risorse energetiche costituiscono una delle maggiori priorità a livello locale, nazionale ed internazionale, nell'ambito di una visione complessiva in cui la mitigazione degli impatti sul clima delle attività antropiche è un obiettivo fondamentale a scala mondiale. Il Polo Universitario di Savona è oggi in prima linea sui temi dell'energia sostenibile, dell'innovazione tecnologica e della ricerca. La Facoltà di Ingegneria dell'Università di Genova ha reso operativa presso la sede di Savona una laurea triennale in "Ingegneria Industriale", con indirizzo "Energia e Ambiente", ed una laurea magistrale in "Environmental & Energy Engineering (E3)".

La realizzazione della "Smart Polygeneration Microgrid" si pone l'obiettivo di dotare l'Ateneo genovese di un'infrastruttura sperimentale e dimostrativa di eccellenza, in grado di innalzare ulteriormente il livello di qualità della ricerca scientifica della Facoltà di Ingegneria e di rappresentare un punto di attrazione verso il mondo esterno.

La filosofia progettuale vede gli interventi ipotizzati come parti di un progetto più ampio avente i seguenti macro obiettivi:

- lo sviluppo di una mini-rete intelligente che possa funzionare da test bed per lo sviluppo delle smart grids a scala molto più ampia sia per aspetti legati alla ricerca sulla stabilità ed affidabilità di queste reti che per aspetti gestionali;
- un incremento crescente, nel medio termine, dell'efficienza energetica del Campus e dell'energia prodotta in modo pulito al suo interno, con il risultato di ridurre considerevolmente l'impatto ambientale diretto ed indiretto dell'esercizio del Campus e di ridurre altrettanto considerevolmente le bollette energetiche.

L'introduzione di fonti di energetiche innovative, rinnovabili e non, che si integrino e complementino, con l'ausilio di tecniche di automazione e controllo avanzate e sistemi per il monitoraggio remoto permette di realizzare un sistema efficiente dal punto di vista energetico e, al tempo stesso, ottimizzante per la gestione dei costi di generazione.

1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento descrive il sistema di automazione e controllo che si intende implementare per la rete Smart Polygeneration Microgrid. Il sistema, composto dall'integrazione di sistemi di misurazione, controllo e management ha lo scopo di regolare la produzione di energia secondo esigenze che possono essere definite, anche dinamicamente, in fase di utilizzo.

1.2 ACRONIMI

| | |
|-------|--|
| CMIP: | C ommon M anagement I nformation P rotocol |
| EMI: | E lectro M agnetic I nterference |
| GUI: | G raphic U ser I nterface |
| IEC: | I nternational E lectrotechnical C ommission |
| ITU: | I nternational T elecommunication U nion |
| LLDP: | L inked L ayer D iscovery P rotocol |
| MT: | M edia T ensione |
| NAS: | N etwork A ccess S torage |
| NFS: | N etwork F ile S ystem |
| RAID: | R edundant A rray of I ndependent D isks |
| RTU: | R emote T erminal U nit |
| SCL: | S ubstation C onfiguration L anguage |
| SFP: | S mall F orm- F actor P luggable |
| SNMP: | S imple N etwork M anagement P rotocol |
| SPM: | S mart P olygeneration M icrogrid |
| UPS: | U ninterruptible P ower S upply |
| XML: | e Xtended M odel L anguage |

2 DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

2.1 MATERIALI RELATIVI AL CAMPUS

I contenuti del presente documento fanno riferimento all'architettura del Campus ed in particolare ai seguenti documenti di riferimento, messi a disposizione dalla Committenza:

- planimetria generale Campus;
- dis. Università degli studi di Genova Dipartimento gestione e sviluppo patrimonio edilizio N° 007 Palazzina Delfino "Planimetria piano terra".

Per quanto riguarda la geometria fisica degli interventi, si fa riferimento alla documentazione relativa alla progettazione elettrica del presente Progetto Esecutivo.

2.2 NORMATIVE E DOCUMENTI APPLICABILI

IEC 61850 - protocollo di comunicazione per l'automazione dei quadri elettrici MT;

EN 50173-5 - sistemi di cablaggio strutturato.

3 LIMITI DI INTERFACCIA DEGLI IMPIANTI TERMICI

Il Campus è climatizzato, per la parte invernale, attraverso una rete di teleriscaldamento servita da una centrale termica. Il calore è generato attualmente da due caldaie da 500 kW ciascuna, e da una microturbina cogenerativa Capstone C30 da 30 kW elettrici e circa 50 kW termici.

Questo sistema serve tutte le utenze, con l'eccezione di quelle più a nord, ossia le aule magne (riscaldare da sistemi autonomi a caldaia) e la palazzina residenze a Nord della biblioteca, di recentissima costruzione, dotata di un sistema autonomo a pompa di calore. La rete principale funziona, attualmente, nel periodo che va da inizio novembre a metà aprile. Il raffrescamento è fornito da gruppi frigoriferi a compressione centralizzati su tutte le palazzine rinnovate (Lagorio, Marchi, Branca, Locatelli e palazzina alloggi e sala mensa) ed in biblioteca, mentre la palazzina Delfino è climatizzata in alcuni locali con sistemi a split.

L'introduzione di una microturbina cogenerativa da 65 kW elettrici genererà calore utile (112 kW termici per la turbina attualmente prevista, con possibilità di ampliamento con l'installazione di nuovi impianti cogenerativi), che verrà immesso nella rete di teleriscaldamento.

Per incrementare il numero di ore di esercizio della nuova microturbina e migliorare le performances operative ed ambientali del campus, il progetto prevede l'installazione di un chiller ad assorbimento al servizio dell'impianto di climatizzazione della biblioteca. Questo impianto utilizzerà il calore di recupero dalla turbina per la generazione di freddo nel periodo estivo.

Si pone dunque, a livello progettuale, la problematica di come separare la gestione della SPM da quella della climatizzazione del campus, attualmente affidata ad una società privata, prevedendo il minor numero possibile di modifiche alla centrale termica ed alla gestione attuale.

La progettazione dell'integrazione presuppone la seguente architettura, che appare la più semplice possibile:

- la nuova microturbina verrà connessa per la parte termica in parallelo alle caldaie ed alla microturbina esistente. Il calore da essa generato verrà contabilizzato e scalato da quello impiegato nella rete di teleriscaldamento;
- la centrale termica continuerà a essere gestita come oggi attraverso un contratto di gestione calore, con l'unica differenza che il calore generato attraverso la turbina della SPM verrà contabilizzato;
- la nuova microturbina a gas verrà controllata dalla sala di controllo, avendo quale unico comando esterno (da parte del gestore della centrale termica) il livello massimo di potenza termica ammissibile dalla centrale termica (quasi comprendendo il segnale di zero di riscaldamento spento);
- il sistema di raffrescamento ad assorbimento verrà concepito come un sistema al servizio della biblioteca, capace di garantire il carico base di raffrescamento con l'utilizzo a piena potenza della microturbina. La sua manutenzione sarà effettuata dal conduttore impianti in capo alla gestione della pompa di calore esistente. Durante il funzionamento del chiller ad assorbimento verrà inviato un segnale logico a livello per la modulazione di potenza della microturbina;

- verranno lasciate predisposizioni per il controllo dei parametri degli impianti termici e per un suo eventuale controllo, nell'idea che comunque il controllo possa avvenire da un solo punto.

In questo modo, l'interazione tra la gestione degli impianti termici e quella della SPM sarà minimizzata e non ci saranno zone grigie di responsabilità non chiara sulla gestione e manutenzione degli impianti. Il teleriscaldamento continuerà ad avere una gestione analoga a quella attuale (contratto di gestione calore), in nuovo sistema di generazione di calore invece avrà un suo contratto di manutenzione, un contratto di acquisto del gas e la gestione operativa avverrà da parte dell'università attraverso la sala di controllo.

4 ARCHITETTURA DI CONTROLLO

La rete di generazione elettrica sarà governata da un sistema di monitoring, supervisione e controllo capace di modulare la produzione di energia elettrica in funzione delle utenze connesse, delle politiche di generazione desiderate e degli scambi elettrici con il gestore dell'energia elettrica che potranno essere definite con lo scopo di ottimizzare i consumi per una gestione efficiente della rete di generazione anche in funzione delle previsioni degli elementi stocastici (evoluzioni meteo climatiche).

L'architettura di controllo ha lo scopo di controllare e modulare la produzione di energia elettrica in funzione:

- della richiesta energetica delle utenze connesse;
- delle capacità generative delle fonti rinnovabili;
- degli scambi di energia con il gestore della rete elettrica;
- di particolari esigenze specifiche che potranno essere definite in via di utilizzo (es. pianificazione di produzione di energia).

L'architettura di controllo è costituita da tre sottosistemi che offrono servizi di:

- interfaccia col campo: composto da quei dispositivi che si interfacciano direttamente con la rete elettrica (RTU-Remote Terminal Unit) con azioni di misurazione di parametri (correnti, tensioni, temperature, ecc.) e mediante azioni di controllo (interruttori, produzione, ecc.);
- management centralizzato: sottosistema che controlla i sistemi sul campo con lo scopo di ottimizzare le risorse produttive in base alle informazioni provenienti dai dispositivi che si interfacciano col campo e da eventuali input legati allo sviluppo di nuove strategie (p.es. input previsioni meteorologiche);
- comunicazione: sottosistema composto da quegli apparati necessari per il trasferimento dell'informazione in maniera bidirezionale tra i dispositivi di controllo ed il sistema di supervisione.

L'interazione tra i suddetti sottosistemi permette la supervisione ed il controllo della produzione di energia tramite dispositivi sul campo coordinati secondo strategie centralizzate.

L'alimentazione dell'intero sistema di automazione e controllo avverrà tramite una linea no-break necessaria per controllare il sistema in caso di malfunzionamenti della rete standard come descritto al paragrafo 4.4.

4.1 INSTALLAZIONE FISICA DEI SISTEMI

I dispositivi e i cablaggi necessari all'architettura del sistema di Controllo e Automazione saranno installati come descritto in questo capitolo.

Le RTU saranno installate direttamente all'interno dei quadri elettrici dedicati ad accogliere gli interruttori e gli eventuali dispositivi di controllo per i singoli generatori distribuiti nel campus. Le RTU sono facilmente integrabili tramite installazione su guida DIN o sistemi meccanici equivalenti.

Anche gli switch in campo e i box ottici della rete dati del sistema di controllo e automazione saranno posizionati all'interno degli stessi quadri elettrici. In particolare gli apparati di rete saranno posizionati nella parte inferiore del quadro in uno spazio dedicato di almeno 8 moduli (32 TE).

Le interconnessioni di rete per realizzare l'anello di comunicazione della rete di Automazione e Controllo saranno realizzate con cavi in fibra ottica che verranno stesi all'interno delle condotte esistenti e di nuova realizzazione che accoglieranno i cablaggi elettrici della SPM. Dato che i vari switch sono posizionati all'interno dei quadri elettrici e della sala controllo, la distribuzione dati si affianca a quella elettrica senza richiedere stesura di canalizzazioni dedicate.

Il cuore del sistema di automazione e controllo sarà installato nella sala di controllo ricavata all'interno della palazzina "Delfino". La sala, a seguito di lavori di riorganizzazione, presenterà una sottoarea isolata dedicata all'alloggiamento del rack di controllo. Questa soluzione ha lo scopo di minimizzare il rumore acustico introdotto dal rack nell'ambiente normalmente presidiato e permette di climatizzare in modo adeguato il centro di calcolo.

4.2 INTERFACCIA COL CAMPO

Ogni quadro di distribuzione sarà raggiungibile dal sistema di controllo attraverso dispositivi di misura, protezione e comando chiamati RTU direttamente collegati allo switch ethernet che sarà posizionato internamente ad ogni quadro, mediante collegamento tipo Port B 100Base T (IEEE 802.3).

Le RTU saranno dotate di moduli di espansione dedicati a rendere disponibili:

- output digitali dedicati al pilotaggio dei relè/interruttori di quadro;
- Input digitali per l'acquisizione di parametri locali alla rete di distribuzione elettrica (per esempio la posizione di particolari switch);
- interfacce "legacy" (MODBUS, RS485, Ethernet, ecc.) per l'interfaccia con il pannello di controllo dei generatori;
- modulo dedicato alla misura non fiscale di grandezze elettriche dirette (tensioni, correnti) o derivate (potenza attiva, reattiva, ecc.).

Le RTU comunicheranno con la sala controllo attraverso il protocollo IEC 61850 su connessione Ethernet. Tale protocollo è di recente introduzione e sta diventando sempre più uno standard di riferimento per il futuro dell'automazione di sottostazioni di trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica. I principali vantaggi derivati dalla scelta dello standard IEC 61850 sono le seguenti:

- singolo protocollo per la modellazione delle differenti tipologie di dati presenti in una sottostazione elettrica;
- definizione dei servizi di base per lo scambio dati sulla rete prevedendo la possibilità di espansioni future;
- possibilità di raggiungere un elevato livello di interoperabilità tra dispositivi di differenti produttori;
- definizione di un formato comune per il data storage;
- apertura ai futuri sistemi di supervisione e controllo, scalabilità del sistema, ecc.

Le RTU saranno in grado di gestire da remoto eventuali anomalie o allarmi eseguendo le opportune manovre attraverso il pilotaggio degli interruttori comandati previsti nel quadro.

Infatti le RTU, nate proprio per soddisfare esigenze specifiche nel settore del controllo della distribuzione elettrica, rendono disponibili alcuni automatismi legati alla misura di segnali ed alla protezione di linee elettriche e/o apparecchiature dislocate sulla rete.

Le RTU sono oggetti modulari che integrano i seguenti componenti:

- modulo di comunicazione ed interfaccia con la rete di controllo;
- modulo di gestione I/O digitali, uscita relay;
- moduli di gestione canali di comunicazione speciali (Modbus, RS485, Ethernet IEC61850, ..);
- moduli di acquisizione grandezze non elettriche (Termocoppie, flussimetri, ecc.).

I suddetti moduli garantiscono l'operatività in condizioni climatiche tali da consentire l'installazione negli armadi di distribuzione dislocati sul territorio ed in ambiente non controllato.

4.2.1 Identificazione dell'architettura di interfaccia con il campo

I moduli RTU sono installati all'interno dei quadri di distribuzione elettrica e risultano interfacciate da un lato con la rete dati e l'alimentazione, fornita mediante una rete di distribuzione no-break centralizzata, e dall'altro con il campo mediante linee di I/O e linee di valutazione parametri quali tensione, corrente, temperatura, ecc. La Figura 4.1 mostra le connessioni tipiche di una RTU.

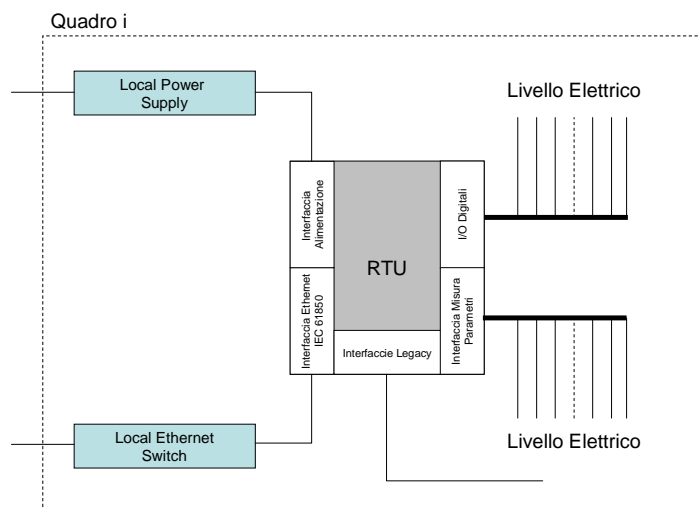


Figura 4.1: RTU Installata Presso Quadro Distribuzione

Devono inoltre essere disponibili interfacce verso linee di comunicazione legacy, come ad esempio ModBus. Sarà compito dell'installatore delle RTU configurare correttamente il software affinché tutte le misure Modbus siano utilizzabili dal software di controllo sia in modalità di lettura che di scrittura. Per comunicare al sistema SCADA i dati ricevuti via ModBus, l'RTU effettuerà una conversione di protocollo da ModBus a IEC 61850.

4.2.2 Identificazione dei segnali di I/O a livello RTU

Per quanto riguarda la configurazione di ogni RTU installata presso i quadri elettrici, questa dovrà presentare caratteristiche diverse in funzione delle specifiche necessità di interfaccia dei sistemi con i quali è connessa. Nei paragrafi successivi vengono riportate le interfacce che le RTU dei singoli quadri devono presentare.

4.2.2.1 Quadro QO1

La RTU posta in questo quadro si dovrà interfacciare con sistemi di generazione (CSP, fotovoltaico), strumenti di misurazione grandezze elettriche (fiscale/non fiscale), centraline per il controllo di parametri termici e volumetrici, interruttori posti nel quadro. Inoltre, dato che nel quadro di MT/BT non è prevista l'installazione di una RTU dedicata, la RTU del quadro QO1 dovrà interfacciarsi anche con i sistemi di misura (power meter) e controllo (comando interruttori) posti nel quadro generale.

La RTU si interfaccerà con i sistemi previsti nel quadro elettrico generale (in cui non è prevista una RTU) acquisendo misure elettriche, segnali di stato dei relay, segnali provenienti dal sistema di parallelo e dai sistemi di controllo (input), e saranno imposti comandi di controllo per i relay posti nel quadro di conversione MT/BT (output).

La RTU dovrà disporre delle interfacce per i seguenti segnali:

- segnali di I/O digitali e analogici;
- segnali di misura parametri elettrici;
- segnali di misura e controllo apparsi su protocollo IEC 61850/RS-232/RS-485.

4.2.2.1.1 Segnali di I/O digitali e analogici

La RTU dovrà gestire sia ingressi che uscite digitali per controllare relay, acquisire allarmi e anomalie associate agli interruttori del quadro QO1 che del QEG. In particolare:

- QO1: dieci digital input e tredici digital output per l'acquisizione dello stato e il controllo di relay;
- QO1: quattro digital input e tredici analog input per l'acquisizione dello stato dei sistemi CSP (temperature, portata, stato valvole e allarmi);
- QEG: dieci digital input e sette digital output per l'acquisizione e il controllo degli interruttori e per l'acquisizione dei parametri forniti dal sistema di parallelo.

4.2.2.1.2 Segnali di misura parametri elettrici

La RTU riceverà dati di misure elettriche dai power meter posti nei quadri QO1 e QEG.

In ogni quadro saranno infatti presenti misuratori per fini controllistici e per contabilizzazione fiscale (indipendenti). Le misure effettuate dal power meter fiscale verranno parallelamente inviate sia al GSE (via GSM) e alla RTU (RS-485). I power meter impiegati nei quadri QO1 e QEG potranno interfacciarsi alla RTU con interfaccia RS-485 e IEC 61850.

La RTU del quadro Q01 dovrà interfacciarsi con i power meter associati all'energia scambiata:

- dal quadro Q01 (due power meter uno per fini controllistici e uno fiscale);
- dal quadro QEG (due power meter uno per fini controllistici e uno fiscale);
- dal generatore fotovoltaico (power meter fiscale);
- dai generatori CSP (power meter fiscale).

In particolare la RTU riceverà dai power meter non fiscali le seguenti misure:

- Misura di tensione fase L1;
- Misura di tensione fase L2;
- Misura di tensione fase L3;
- Misura di corrente fase L1;
- Misura di corrente fase L2;
- Misura di corrente fase L3;
- Misura potenza attiva;
- Misura potenza reattiva;
- Fattore di potenza $\cos\phi$;
- Fattore di distorsione armonica (THD) V;
- Fattore di distorsione armonica (THD) I.

Dai misuratori fiscali verranno inoltre inviati:

- Segnali di allarme;
- Quantitativi di energia importata e esportata nelle diverse fasce (F1-F4).

4.2.2.1.3 Segnali di misura e controllo apparati su protocollo IEC 61850/RS-232/RS-485

La RTU inserita nel quadro utilizzerà questi protocolli, oltre che per comunicare con altri dispositivi di automazione e controllo anche per interfacciarsi con:

- il quadro di controllo della CSP 1;
- il quadro di controllo della CSP 2;
- l'inverter associato ai pannelli fotovoltaici;
- il quadro parallelo di stringa associato ai pannelli fotovoltaici;
- le centraline di acquisizione parametri termici e volumetrici associate ai CSP (una centralina per entrambi i CSP) e alla sala di controllo.

In particolare la RTU comunicherà con le centraline di acquisizione di parametri termici e volumetrici per funzioni di contabilizzazione dell'energia scambiata dai sistemi generatori con gli impianti universitari già presenti (CSP) e per funzioni di regolazione (sala controllo)

e controllo (sala inverter all'interno della sala di controllo). La comunicazione avverrà su protocollo Modbus.

La RTU comunicherà con i quadri di controllo dei CSP scambiandosi informazioni riguardo a condizioni critiche.

La RTU si scambierà con l'inverter fotovoltaico informazioni riguardo ad:

- anomalie;
- comandi;
- regolazione della potenza attiva;
- regolazione della potenza reattiva.

Il quadro parallelo stringhe si interfacerà con la RTU informazioni riguardo:

- controllo interruttori e sezionatori;
- misure di tensione e corrente;
- misure di temperatura e irraggiamento.

4.2.2.2 Quadro Q02

La RTU posta in questo quadro si dovrà interfacciare con il sistema di accumulo, con le colonnine di ricarica veicoli elettrici, con strumenti di misurazione grandezze elettriche (fiscale/non fiscale) e con i dispositivi elettrici posti nel quadro (interuttori).

Il sistema integrato nel quadro dovrà disporre delle interfacce per i seguenti segnali:

- segnali di I/O digitali e analogici;
- segnali di misura parametri elettrici;
- segnali di misura e controllo apparati su protocollo IEC 61850/RS-232/RS-485.

4.2.2.2.1 Segnali di I/O digitali e analogici

La RTU dovrà gestire sia ingressi che uscite digitali per controllare relay, acquisire allarmi e anomalie associate all'equipaggiamento del quadro Q02 e uscite analogiche per comandare l'inverter del sistema di accumulo.

In particolare dovranno essere disponibili:

- 10 input digitali per l'acquisizione dello stato dei relay;
- 14 output digitali per il controllo dei dispositivi del sistema elettrico del quadro Q02;
- 2 output analogici per la regolazione di potenza in uscita dall'inverter.

4.2.2.2.2 Segnali di misura parametri elettrici

La RTU riceverà i dati di misure elettriche dai power meter posti nel quadro Q02.

Nel quadro saranno presenti due misuratori, uno per fini di controllo e uno per fini fiscali. Le misure effettuate dal power meter fiscale verranno parallelamente inviate sia al GSE (via

GSM) e alla RTU (RS-485). I power meter impiegati potranno interfacciarsi alla RTU con interfaccia RS-485 o IEC 61850 da definirsi in fase di realizzazione.

La RTU riceverà dal power meter non fiscale le seguenti misure:

- misura di tensione fase L1;
- misura di tensione fase L2;
- misura di tensione fase L3;
- misura di corrente fase L1;
- misura di corrente fase L2;
- misura di corrente fase L3;
- misura potenza attiva;
- misura potenza reattiva;
- fattore di potenza $\cos\phi$;
- fattore di distorsione armonica (THD) V;
- fattore di distorsione armonica (THD) I.

Dai misuratori fiscali verranno inviati:

- segnali di allarme;
- quantitativi di energia importata ed esportata nelle diverse fasce (F1-F4).

4.2.2.2.3 Segnali di misura e controllo apparsi su protocollo IEC 61850/RS-232/RS-485

La RTU inserita nel quadro utilizzerà questi protocolli, oltre che per comunicare con gli altri dispositivi di automazione e controllo anche per interfacciarsi con:

- l'inverter associato all'accumulo elettrico;
- le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici.

In particolare la RTU comunicherà con l'inverter scambiandosi informazioni riguardo:

- anomalie;
- comandi;
- regolazione di potenza sia in regime di carica che di recupero.

Con le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici la RTU comunicherà informazioni riguardo:

- anomalie dei singoli plug;
- contabilizzazione dell'energia.

4.2.2.3 Quadro Q03

Il Quadro Q03 è collocato in un'area dove sono presenti al momento svariati impianti di generazione elettrica e termica, attualmente impiegati per scopi di ricerca, ma che in futuro potrebbero essere connessi alla SPM ed assumere anche funzioni produttive. Si è quindi

deciso di installare in quest'area un quadro di anello con le predisposizioni necessarie a tale connessione.

La RTU posta in questo quadro si dovrà interfacciare con gli strumenti di misurazione delle grandezze elettriche (fiscale/non fiscale) e con gli interruttori posti nel quadro. La RTU dovrà disporre delle interfacce per i seguenti segnali:

- segnali di I/O digitali;
- segnali di misura parametri elettrici;
- segnali di misura e controllo apparati su protocollo IEC 61850/RS-232/RS-485.

4.2.2.3.1 Segnali di I/O digitali

La RTU dovrà gestire sia ingressi che uscite digitali per controllare relay, acquisire allarmi e anomalie associate agli interruttori del quadro Q03.

In particolare dovranno essere disponibili:

- 10 input digitali per l'acquisizione dello stato dei relay;
- 14 output digitali per il controllo dei dispositivi elettrici del quadro Q03.

4.2.2.3.2 Segnali di misura parametri elettrici

La RTU riceverà i dati di misure elettriche dai power meter posti nel quadro Q03.

Nel quadro saranno presenti due misuratori, uno per fini di controllo e uno per fini fiscali. Le misure effettuate dal power meter fiscale verranno parallelamente inviate sia al GSE (via GSM) e alla RTU (RS-485). I power meter impiegati potranno interfacciarsi alla RTU con interfaccia RS-485 o IEC 61850 da definirsi in fase di realizzazione.

La RTU riceverà dal power meter non fiscale le seguenti misure:

- misura di tensione fase L1;
- misura di tensione fase L2;
- misura di tensione fase L3;
- misura di corrente fase L1;
- misura di corrente fase L2;
- misura di corrente fase L3;
- misura potenza attiva;
- misura potenza reattiva;
- fattore di potenza $\cos\phi$;
- fattore di distorsione armonica (THD) V;
- fattore di distorsione armonica (THD) I.

Dai misuratori fiscali verranno inviati:

- segnali di allarme;

- quantitativi di energia importata e esportata nelle diverse fasce (F1-F4).

4.2.2.3.3 Segnali su protocollo IEC 61850

Il dispositivo inserito nel quadro utilizzerà questo protocollo per comunicare con i sistemi di automazione e controllo.

4.2.2.4 Quadro QO4

La RTU posta in questo quadro si dovrà interfacciare con la microturbina cogenerativa a gas, una centralina di acquisizione dati di temperatura e volumetrici, la centrale di teleriscaldamento del campus e con il chiller ad assorbimento e sarà predisposta per la gestione di un impianto microeolico e di una stazione meteorologica, con strumenti di misurazione di grandezze elettriche (fiscale/non fiscale) e con i dispositivi elettrici posti nel quadro (interruttori).

Il sistema integrato nel quadro dovrà disporre delle interfacce per i seguenti segnali:

- segnali di I/O digitali e analogici;
- segnali dedicati alla misura di grandezze elettriche;
- segnali su protocollo IEC 61850 e ModBus.

4.2.2.4.1 Segnali di I/O digitali e analogici

La RTU dovrà gestire sia ingressi che uscite digitali per controllare relay, acquisire allarmi e anomalie associate all'equipaggiamento del quadro QO4, e per controllare la tensione e la frequenza di uscita della turbina a gas.

In particolare dovranno essere disponibili:

- 9 input digitali per l'acquisizione dello stato dei relay
- 13 output digitali per il controllo dell'equipaggiamento del quadro QO4;
- 4 output digitali per il controllo della microturbina a gas;
- 2 uscite analogiche per il set-point di potenza della microturbina (informazione ridondata anche via bus);
- 12 output digitali per il controllo delle valvole e delle pompe anticondensa dell'impianto di microgenerazione di cui tre per la microturbina e i rimanenti in predisposizione per sistemi che potranno essere aggiunti in seguito;
- 4 input digitali per gli allarmi dell'impianto di microgenerazione di cui uno solo servirà in una prima fase di realizzazione e gli altri sono previsti come predisposizione;
- 26 input digitali di cui solo 7 sono necessari al momento per il controllo di temperatura, di portata e di calore in uscita e di gas in ingresso alla turbina. Questi servono per aggiornare la contabilizzazione del calore prodotto dalla caldaia già presente nel campus;
- 6 input digitali per la determinazione dello stato del frigo ad assorbimento (di cui tre in predisposizione);

- 7 output digitali per il comando delle pompe dell'impianto di distribuzione (di cui 1 in predisposizione);
- 15 input analogici per l'acquisizione di caratteristiche di temperatura e calore dell'impianto frigo ad assorbimento (di cui 8 in predisposizione).

4.2.2.4.2 Segnali di misura parametri elettrici

La RTU riceverà dati di misure elettriche dai power meter posti nel quadro Q04.

Saranno presenti misuratori sia per fini controllistici e che per contabilizzazione fiscale (indipendenti). Le misure effettuate dal power meter fiscale verranno parallelamente inviate sia al GSE (via GSM) e alla RTU (RS-485). I power meter impiegati potranno interfacciarsi alla RTU con interfaccia RS-485 e IEC 61850.

La RTU del quadro Q04 dovrà interfacciarsi con i power meter associati:

- al quadro Q04 (due power meter uno per fini controllistici e uno fiscale);
- alla microturbina (power meter fiscale);
- al generatore eolico ad asse verticale (power meter fiscale).

In particolare la RTU riceverà dal power meter non fiscale le seguenti misure:

- Misura di tensione fase L1;
- Misura di tensione fase L2;
- Misura di tensione fase L3;
- Misura di corrente fase L1;
- Misura di corrente fase L2;
- Misura di corrente fase L3;
- Misura potenza attiva;
- Misura potenza reattiva;
- Fattore di potenza $\cos\phi$;
- Fattore di distorsione armonica (THD) V;
- Fattore di distorsione armonica (THD) I.

Dai misuratori fiscali verranno inviati:

- Segnali di allarme;
- Quantitativi di energia importata e esportata nelle diverse fasce (F1-F4).

4.2.2.4.3 Segnali su protocollo IEC 61850 e Modbus

La RTU inserita nel quadro utilizzerà questi protocolli, oltre che per comunicare con gli altri dispositivi di automazione e controllo anche per interfacciarsi con:

- il quadro di controllo della generatore eolico;

- la centralina di acquisizione dati termici e volumetrici;
- il quadro di controllo della microturbina;
- le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici;
- la stazione meteorologica.

Con i quadri di controllo dei generatori e con le colonnine di ricarica la RTU scambierà segnali riguardo:

- anomalie;
- comandi;
- regolazioni.

Dalla stazione meteorologica la RTU riceverà misure di velocità e direzione del vento, temperatura e umidità dell'aria e piovosità.

L'RTU si scambierà dati con due centraline (una associata alla microturbina e una al chiller) per l'acquisizione di misure da parte di sensori di temperatura e volume utili sia per la contabilizzazione dell'energia generata dai generatori che per il controllo del corretto funzionamento dei dispositivi (allarme temperatura).

La centralina associata al chiller sarà connessa alla RTU posta nel quadro Q04 attraverso un ponte radio che permetterà una comunicazione tra il sito di installazione del chiller e il quadro di controllo.

La struttura che sarà realizzata per la trasmissione dati tra i dispositivi del sistema di controllo ed automazione sarà basata su una dorsale di comunicazione Ethernet. Nel datagram Ethernet possono essere incapsulati sia protocolli di comunicazione "legacy", quali Modbus, Profibus, BusCAN, ecc, sia il protocollo IEC 61850, permettendo, di fatto un'interfaccia completa tra con gli apparati di quadro e i pannelli di controllo dei generatori.

La topologia della rete che sarà implementata sarà di tipo ad anello realizzata con collegamenti tra gli apparati di rete in fibra ottica come visibile in Figura 4.2. L'utilizzo della fibra ottica consente di ottenere due vantaggi fondamentali:

- l'indipendenza dalla lunghezza delle interconnessioni punto-punto superando i limiti naturali fisici imposti dalla connessione in rame;
- la robustezza della trasmissione rispetto alle problematiche di Compatibilità Elettromagnetica eliminando problemi in fase di cablatura (separazione tra le condotte o shielding EMI).

Per il nodo principale (concentratore) sarà prevista una coppia di switch collegati tra loro tramite un cavo di interconnessione per risultare sempre sincronizzati. Ogni switch sarà connesso a un lato dell'anello. Questo nodo sarà utilizzato per il collegamento del sistema di controllo centrale alla rete.

In ogni quadro dislocato nel campus e dedicato al controllo della SPM sarà installato uno switch al quale saranno collegate le RTU previste ed eventuali altre utenze Ethernet come, ad esempio, moduli di interfaccia con protocolli di comunicazione "legacy". Ogni switch in campo (switch remoto) sarà connesso ad altri due switch creando nell'insieme un anello chiuso. Questi switch saranno caratterizzati da un elevato range operativo ambientale di funzionamento data l'installazione in ambienti non controllati dal punto di vista termico.

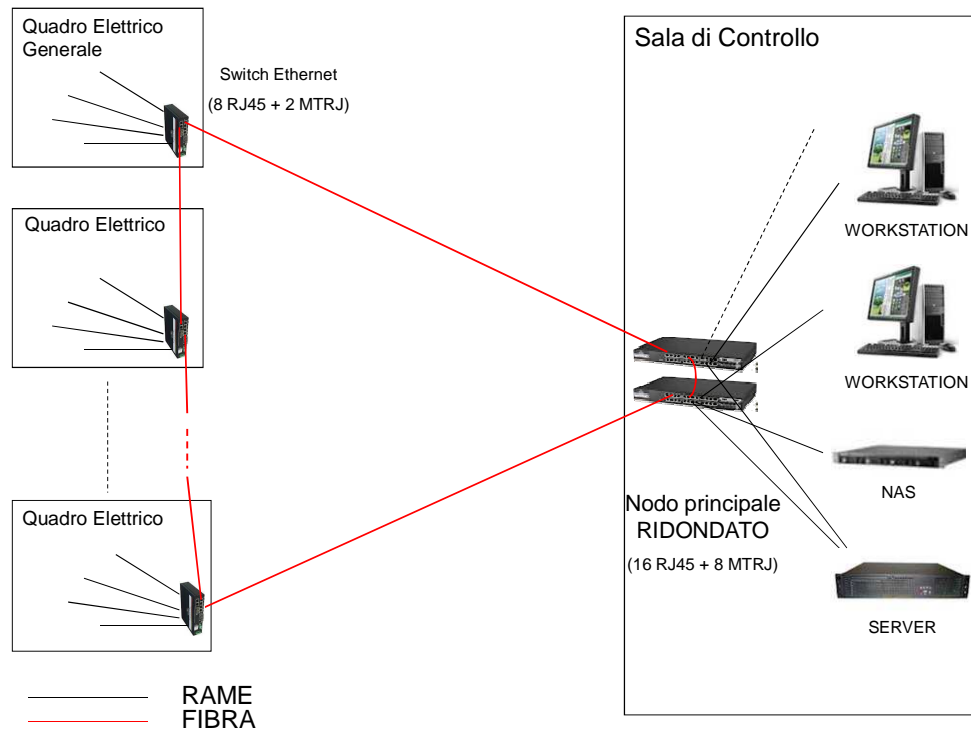


Figura 4.2: Architettura di Rete ad Anello

L'architettura rappresentata in Figura 4.2 assicura che il malfunzionamento di uno degli switch di quadro (switch remoti) comprometta il collegamento solo verso i sistemi ad esso connessi in quanto ogni switch è raggiungibile da ogni altro tramite due percorsi (i due rami dell'anello in questione).

In particolare:

- l'interruzione di una sola linea dati non causa nessun malfunzionamento;
- l'avaria di uno switch non compromette il funzionamento della rete, ma solo la comunicazione verso i sistemi ad esso connessi.

Data l'importanza del server in sala controllo e la sua centralità a livello dell'applicazione, questo sarà connesso ad entrambi gli switch utilizzando due schede di rete in modalità ridondata (teaming/bonding).

La strategia utilizzata nella progettazione della rete si è basata sulla creazione di ridondanze specifiche sugli item la cui rottura potrebbe essere bloccante per l'intera rete e quindi sono stati ridondata gli switch posizionati nella sala di controllo e le schede di rete del server ed è stata scelta una architettura di comunicazione intrinsecamente immune ad un guasto su una linea di comunicazione.

4.2.3 Switch Nodo Principale

Il nodo principale sarà costituito da due apparati identici e tra loro connessi tramite un SFP (Small Form-Factor Pluggable) Interconnect Cable o sistemi equivalenti. Ogni switch sarà poi connesso ad un ramo dell'anello di rete. A questi apparati saranno collegati tutti i sistemi

Ethernet del centro di controllo. Il server della sala di controllo saranno collegati con un link ridondato che assicuri la connessione anche in caso di avaria di uno dei due switch.

Le caratteristiche principali dei due switch di rete previsti per il nodo accentratore sono:

- compliant con il protocollo Ethernet 100Base-FX;
- compliant con il protocollo IEC61850;
- dotato di almeno 8 interfacce ottiche 10/100Base-FX con connettori MTRJ;
- dotato di almeno 16 interfacce RJ45 10/100Base-FX Mbps;
- rack 19" mountable;
- utilizzabile in ambiente controllato;
- funzioni di network discovery, topology views e management di rete secondo i principali standard quali LLDP (Linked Layer Discovery Protocol), SNMP (Simple Network, Management, Protocol), CMIP (Common Management Information Protocol).

4.2.4 Switch sul campo

Gli switch di campo garantiranno la connessione alla rete ai dispositivi del quadro in cui sono installati. In particolare gli switch in campo saranno connessi con gli altri switch di rete tramite collegamenti in fibra ottica, mentre per il collegamento alle RTU e alle altre utenze all'interno dei quadri di installazione tramite connessioni in rame.

Caratteristiche principali degli switch di rete previsti per il campo:

- compliant con il protocollo Ethernet 100Base-FX;
- compliant con il protocollo IEC61850;
- dotato di almeno 2 interfacce ottiche 10/100 Mbps per il collegamento ad anello verso gli switch relativi a quadri di distribuzione limitrofi o verso il centro stella;
- dotato di almeno 8 interfacce RJ45 10/100 Mbps per collegamento verso utenze locali;
- DIN mountable;
- compliant con le normative ambientali per l'installazione in ambiente non controllato (range esteso di funzionamento);
- funzioni di network discovery, topology views e management di rete secondo i principali standard quali LLDP (Linked Layer Discovery Protocol), SNMP (Simple Network, Management, Protocol), CMIP (Common Management Information Protocol).

4.2.5 Collegamento in Fibra Ottica

La scelta di effettuare i collegamenti in fibre ottiche è dettato dall'efficacia offerta da queste in termini di robustezza del segnale, velocità di trasmissione (bit rate) e costi di manutenzione.

La robustezza del segnale è una qualità intrinseca dell'utilizzo di impulsi luminosi come mezzo di trasporto: i cavi in fibra non sono suscettibili a interferenze generate da campi elettromagnetici.

Dato che i collegamenti richiesti sono nell'ordine di poche centinaia di metri, si potranno utilizzare fibre multimodo che consentano di utilizzare trasmettitori, ricevitori e connettori meno costosi rispetto a quelli richiesti per le fibre monomodali.

L'utilizzo di questa tecnologia non presenta controindicazioni d'uso per il campus in quanto la limitazione banda e la lunghezza massima del collegamento caratteristiche delle fibre multimodo sono ben superiori alle necessità: utilizzando lo standard Ethernet 100Base-FX il limite di trasmissione full duplex a 100Mbps è di 2 km.

Caratteristiche principali delle fibre che saranno utilizzate sono:

- compliant con ITU-T G.651 (fibre multimodali 50/125 micron);
- connettori MTRJ;
- cavo con armatura metallica "anti roditore";
- guaina esterna in materiale non propagante la fiamma ed a bassa emissione di fumi e gas tossici (LSZH);
- elevata resistenza alla trazione ed alla torsione.

4.3 SISTEMA DI GESTIONE E CONTROLLO

Il sistema di gestione e controllo sarà fisicamente installato nella equipment room. Attraverso i sottosistemi installati in campo sarà possibile visualizzare lo stato del sistema complessivo e dei singoli componenti.

Esso sarà in grado di gestire autonomamente il controllo della rete elettrica interna, acquisendo dati dalle singole utenze e dai singoli sistemi di generazione, e potrà impartire comandi alle utenze e ai generatori, in base alle regole impostate per ottimizzare i carichi ed i consumi.

Dalla Sala di Controllo l'operatore potrà inviare ordini di commutazione ai singoli dispositivi, localizzati sulla rete elettrica interna al campus, indipendentemente dal sistema di controllo automatizzato, e con livello di priorità massimo.

È prevista anche l'installazione di 5 postazioni di lavoro con workstations per permettere lo sviluppo di nuove funzionalità e di sessioni di test/training a studenti e ricercatori del campus.

Nel seguito sono descritte le soluzioni hardware e software che saranno utilizzate per la realizzazione del sistema di gestione e controllo.

4.3.1 Hardware

L'hardware costituente il sistema di controllo e gestione della SPM sarà basata su una unità Server su cui sarà installato il software di gestione del sistema e 5 Workstation che permetteranno a studenti, tesisti e ricercatori di sviluppare nuovi applicativi ed effettuare simulazioni.

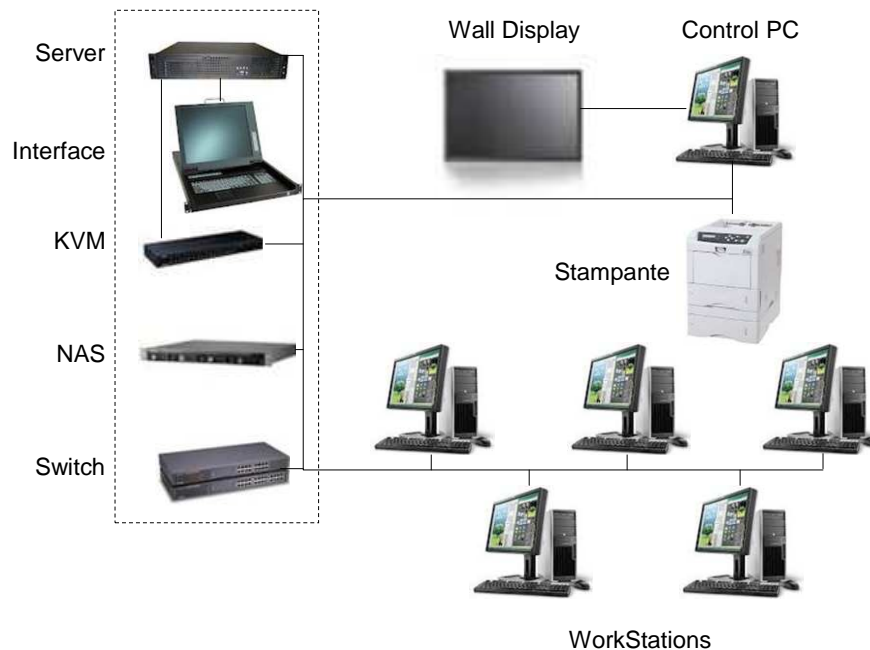


Figura 4.3: Sala di Controllo

È previsto anche l'utilizzo di un dispositivo di storage (NAS – Network Access Storage) per la memorizzazione dei dati registrati dai sensori della rete e delle operazioni realizzate dal sistema, sia durante il suo funzionamento in modalità automatica, sia dai singoli operatori.

Per tutte le unità è previsto l'utilizzo di un sistema di alimentazione no-break garantito dalla presenza di un modulo UPS per la protezione delle alimentazioni da transitori di potenza non voluti e per garantire continuità di servizio anche in caso di transitorie interruzioni di tensione.

4.3.1.1 Sistema Server

Il server fornirà la potenza di calcolo e le interfacce verso il network di controllo necessarie per garantire il corretto funzionamento del software di gestione della SPM e delle funzionalità della rete dati di controllo.

Il sistema server sarà composto da:

- Elaboratore Server;
- KVM (terminale Keyboard-Video-Mouse) con postazione utente locale o tramite connessione ethernet.

Si prevede di installare l'elaboratore server all'interno di un Rack 19" in un'area dedicata della sala di controllo in modo da garantire confort acustico all'interno della sala. Il server sarà corredato da una postazione operatore embedded nel rack stesso provvista di mouse monitor e tastiera su adeguato supporto di montaggio estraibile.

Il server sarà inoltre controllabile da una postazione operatore remota costituita dal pc operatore. Da questo pc sarà possibile interfacciarsi al modulo KVM per avere una postazione di tipo terminale oppure sarà possibile accedere al server tramite modalità desktop remoto (VNC o windows remote desktop). L'accesso al server sarà sempre possibile

anche dalle postazioni workstation della sala di controllo ovviamente con diversi diritti a seconda della tipologia di utente.

L'interfaccia uomo macchina sarà costituita da un sinottico visualizzato sul monitor 32" (wall display), connesso al pc di controllo, dal quale sarà possibile monitorare lo stato della rete e consentirà di valutare i flussi energetici per ogni quadro della SPM. Una sezione sarà deputata alla visualizzazione di warning specifici (pre-allarme o situazioni critiche di pre-allerta) e delle failure che il sistema di automazione e controllo dovesse rilevare.

Dalla postazione operatore sarà inoltre possibile configurare sul server la rete di produzione variando i parametri operativi dei singoli generatori sia in modo manuale sia seguendo le indicazioni automatiche basate sulle statistiche dei consumi e sulle previsioni di produzione da fonti rinnovabili legate alle condizioni meteo.

4.3.1.2 Workstation

Le 5 workstation saranno utilizzate a scopo didattico per lo sviluppo di nuove funzionalità, attività di test e training per il personale del campus (tesisti, ricercatori, professori).

Per garantire il loro funzionamento continuativo si prevede che la loro fonte di alimentazione sia fornita tramite l'UPS centralizzato usato anche per garantire l'operatività al sistema di supervisione e controllo in caso di mancata alimentazione.

Per ciascuna postazione dovrà essere previsto un collegamento alla rete UPS contraddistinto con tre sole prese (desktop + 2 monitor) di apposito colore per evitare che utenze diverse dalla workstation possano essere collegate. Inoltre sarà possibile proteggere tali prese, se necessario, con un cassetto chiuso con serratura. Ad ogni postazione sarà fornita connessione cablata alla rete di controllo.

4.3.1.3 PC di Controllo – Postazione operatore

Il pc di controllo associato alla postazione operatore consente di lavorare sul server tramite il dispositivo KVM direttamente dalla sala di controllo. Da questa postazione sarà possibile collegarsi al server sia come terminale (tramite il KVM) sia in desktop remoto a seconda delle esigenze.

A questo pc sarà collegato il wall display che, visibile da tutti gli utenti della sala, mostrerà i sinottici rappresentativi dello stato della SPM.

La postazione operatore sarà configurata in modo automatico per diventare il terminale del server all'avvio del sistema. Nessun applicativo diverso da quanto necessario per il controllo del server sarà installato su questa macchina per scoraggiarne un uso diverso da quanto previsto.

4.3.1.4 NAS - Archiviazione dei dati

Il NAS installato nel rack fungerà da collettore di informazioni. Principalmente sarà memorizzato lo stato del sistema ad ogni ciclo di controllo per poter avere informazioni sufficienti ad elaborare statistiche significative rispetto allo stato del sistema e sarà inoltre possibile archiviare files di configurazione del server, della macchina operatore e delle workstation per eventuali funzioni di recovery.

Il NAS archiverà anche le versioni del software di controllo (eseguibili e sorgenti) utilizzate per scopi didattici e/o di ricerca in modo da renderle facilmente fruibili e condivisibili all'interno della LAN.

Su questo dispositivo sarà inoltre creata una partizione a disposizione degli utilizzatori del sistema per l'effettuazione di back up o di storage dei dati personali. Tali cartelle dovranno avere una dimensione massima pari a 200 MB. Sarà inoltre creata una seconda partizione sulla quale si effettueranno i backup giornalieri del server per garantire il recupero del SW qualora accadesse problematiche fisiche al server principale.

4.3.1.5 Connessione internet e telefonica

La connessione dati e voce sarà gestita dal Centro Servizi Informatici e Telematici di Ateneo (CSITA) tramite connessione all'infrastruttura di rete presente nel campus e all'interno della "Palazzina Delfino".

Le opere edilizie per la connessione fisica degli apparati di rete e telecomunicazione presenti nella sala controllo con i sistemi gestiti da CSITA più vicini saranno a carico del dipartimento ospitante la sala di controllo.

I servizi di comunicazione previsti in sala controllo dovranno presentare caratteristiche di banda, QoS e affidabilità massime per quanto possibile data l'infrastruttura presente nell'ateneo.

La comunicazione telefonica potrà avvenire sia su tecnologia classica che tramite VOIP nel caso in cui CSITA possa provvedere questa opzione. Dai telefoni dovrà essere possibile chiamare numeri anche internazionali.

Si dovrà prevedere un servizio di telefonia per ogni postazione (5 postazioni di sviluppo) che abbiano numeri indipendenti e direttamente raggiungibili dall'esterno.

La connessione internet sarà disponibile solo per le postazioni con funzioni di learning e sviluppo. L'esclusione del sever e del pc operatore dalla connessione verso la rete CSITA dovrà essere garantita da regole impostate sugli switch di livello 3 presenti in sala controllo. L'analisi di robustezza della microgrid ad attacchi esterni sarà quindi permessa tramite modifiche sull'impostazione degli switch.

4.3.2 **Software di Gestione e Controllo**

Il server della sala controllo dovrà essere equipaggiato con software di gestione, supervisione e controllo per assicurare il corretto funzionamento, la gestione degli allarmi e il monitoraggio della SPM.

Ad oggi, data la molteplicità delle configurazioni possibili per una rete di distribuzione e, viste le differenti necessità di monitoraggio e controllo tipiche delle diverse realizzazioni non è possibile identificare chiaramente un prodotto disponibile sul mercato. L'offerta stessa, da parte dei produttori di sistemi ed apparati di gestione, è estremamente differenziata e confezionata su misura delle esigenze del cliente.

Ciò detto, nel prosieguo di questo paragrafo saranno presentati i requisiti principali che il software di supervisione e controllo dovrà possedere.

4.3.2.1 Requisiti funzionali

Il software di supervisione e controllo dovrà garantire il monitoraggio continuo delle grandezze elettriche di interesse sia per i generatori sia per gli utilizzatori della rete SPM, osservando lo stato istante per istante grazie all'interfaccia con le RTU in campo, acquisendo in maniera automatica ed analizzando i parametri salienti (tensione, corrente, fase, potenza, temperatura, curve di performance, set point ecc.) dei generatori e delle utenze collegate alla rete elettrica interna in modo da valutarne continuamente l'efficienza e le prestazioni.

Unitamente alle funzionalità di monitoraggio, il software di supervisione e controllo dovrà garantire la rilevazione e la gestione degli stati di allarmi che la rete può generare elaborando i dati provenienti dal campo sia mediante logiche prestabilite che attraverso l'esecuzione di comandi impartiti dall'operatore della sala di controllo.

Il software di controllo dovrà altresì consentire l'attivazione di interruttori presenti sul campo sia mediante il comando impartito dall'operatore che mediante l'esecuzione di logiche interne di controllo dello stato della microgrid.

Il software di supervisione e controllo dovrà permettere l'interfacciamento con i pannelli di controllo locali dei generatori in campo per la necessaria configurazione e l'acquisizione dei parametri disponibili. Tale interfaccia dovrà essere "built-in" nel software o, se non diversamente realizzabile, mediante l'esecuzione di interfacce esterne o proprietarie fornite dal produttore dei generatori.

Il software di supervisione e controllo dovrà prevedere la possibilità di identificare e definire regole di gestione mirate all'ottimizzazione della SPM, anche mediante l'utilizzo di codice di terze parti.

L'SPM dovrà ottimizzare la produzione di energia tenendo conto delle previsioni meteo che dovranno essere acquisite via web. In particolare la gestione della carica nell'accumulatore e la generazione elettrica tramite combustibile fossile potranno essere influenzate dalle previsioni meteo e quindi dalle previsioni di generazione delle fonti rinnovabili nel medio periodo.

Il software di gestione e controllo dovrà possedere la funzionalità di Data Logging registrando sul NAS i dati acquisiti dalla rete (utenze, sistemi di produzione, rete esterna, contatori fiscali, stati d'allarme, manovre eseguite, ecc.) rendendoli disponibili all'operatore per condurre analisi sullo storico del sistema.

Dovrà essere previsto un metodo di accesso al software protetto da username e password in grado di limitare l'accesso ad un numero limitato di operatori prevedendo diversi livelli di accesso ai servizi rispetto alla tipologia di utente creando una gerarchia di controllo.

4.3.2.2 Requisiti di sicurezza

La gestione degli accessi all'applicazione software, a livelli differenziati, dovrà essere implementata mediante l'inserimento di Utente e Password.

In particolare l'utente con livello di accesso base avrà la possibilità di:

- leggere qualsiasi informazione operativa e qualsiasi parametro disponibile all'interno dell'applicazione;
- creare regole basate sui parametri disponibili che dovranno essere validate da un utente di livello superiore prima di poter essere eseguite.

All'utente con livello di accesso base non saranno consentite operazioni in output verso il campo diverse da query per acquisizioni di stati e condizioni operative.

L'accesso intermedio sarà caratterizzato dalla possibilità di usufruire dei diritti dell'accesso base, in più sarà possibile:

- creare regole, attivare regole salvate dotate di check, disattivare regole attive;
- configurare ed impostare gli switch e le RTU sul campo;
- modificare ed impostare le interfacce relative a generatori, accumulatori, convertitori.

L'accesso master sarà caratterizzato dalla possibilità di usufruire dei diritti dell'accesso base ed intermedio. In più potrà gestire completamente i diritti di accesso degli utenti (creazione, modifica e cancellazione) e validare le regole create da utenti intermedi.

Lo storico degli accessi e delle azioni richieste dovrà essere registrato in locale su un file utilizzabile per eventuali analisi di controllo accessi.

4.3.2.3 Requisiti di comunicazione

Il software di supervisione e controllo dovrà essere in grado di gestire comunicazioni da e verso i dispositivi in campo secondo il protocollo IEC 61850 implementato su comunicazione Ethernet.

Inoltre dovrà poter essere configurabile per acquisire dati anche su protocolli diversi (es. ModBus) per comunicare con quei sistemi in campo che non presentano interfaccia IEC 61850 e non sia possibile convertire l'acquisizione in IEC 61850 via RTU.

4.3.2.4 Requisiti di configurazione, espansione ed aggiornamento

Il software di supervisione e controllo dovrà essere in grado di gestire la configurazione degli apparati in campo e dell'architettura della rete di controllo in accordo con lo standard IEC 61850.

Il software dovrà offrire la possibilità di espandere la SPM assicurandone comunque il corretto monitoraggio, la gestione ed il controllo.

Il software di controllo dovrà consentire la possibilità di aggiornare la configurazione della rete osservata e controllata andando a modificare le configurazioni proprie degli item dislocati sul campo.

4.3.2.5 Requisiti di interfaccia, sinottico e rappresentazione

Il software di supervisione e controllo dovrà essere corredato di una opportuna interfaccia uomo-macchina (Graphic User Interface - GUI) che mostri in maniera immediata lo stato della SPM attraverso opportuni sinottici di monitoraggio rappresentanti i sistemi realmente esistenti. L'interfaccia grafica dovrà evidenziare automaticamente lo stato di tutte le grandezze interessate dal processo di controllo, per esempio le grandezze misurate sul campo e lo stato di tutti gli output.

Il software dovrà rendere disponibile un'interfaccia apposita votata alla creazione ed al management delle regole operative di controllo che riguardano il controllo della funzionalità della SPM.

Il software di controllo dovrà essere in grado di interfacciarsi con informazioni meteo presenti sul web (via web services) al fine di ottimizzare la gestione della microgrid.

La possibilità di configurare il sistema da parte dell'utente in fasi successive all'installazione, e senza il supporto della società che svilupperà e configurerà il sistema in fase di realizzazione, è caratteristica peculiare del progetto stesso, che ha scopi di formazione e ricerca paralleli a quelli di produzione elettrica. Il pacchetto software fornito dovrà quindi, oltre a controllare i parametri principali dei singoli sistemi per permettere la produzione energetica senza necessità di supervisione, essere orientato alla semplicità di utilizzo da parte di persone senza conoscenze approfondite del sistema di controllo della SPM nel suo complesso.

La possibilità di implementare algoritmi per la gestione ottimale delle risorse (generatori e accumulatori) offrirà all'Università uno strumento per la ricerca nel campo della produzione energetica via MicroGrid.

Si dovrà prevedere almeno una delle seguenti modalità di creazione delle regole di controllo: mediante l'utilizzo dell'editor presente all'interno del software e mediante l'utilizzo di file script generati con linguaggi di programmazione standard. Queste due modalità saranno analizzate nel dettaglio nei paragrafi seguenti.

4.3.2.5.1 Editor Grafico interno al SW

L'ambiente operativo di creazione delle regole dovrà essere preferibilmente di tipo visuale (block diagram) in modo che l'operatore utilizzi appositi blocchi funzionali associando ingressi ed uscite a variabili che rappresentano, all'interno della rete di controllo, lo stato di misure, allarmi e segnali di comando di interruttori controllabili.

L'interfaccia deve prevedere la possibilità di creare vere e proprie reti logiche organizzate a più livelli ed in grado di operare su variabili create appositamente dai software rappresentanti particolari valori intermedi di catene funzionali.

Nel caso di evoluzione della rete fisica l'applicazione dovrà essere aggiornabile per acquisire i nuovi parametri monitorati e controllare i nuovi sistemi introdotti.

4.3.2.5.2 Definizione importazione da script

Dovrà essere possibile l'acquisizione di script esterni per la generazione di regole specifiche di controllo o un'interfaccia interna al software per la programmazione nei linguaggi più comuni (.Net, Matlab). Quest'interfaccia permetterà quindi l'esecuzione di codice sviluppato in attività di ricerca.

4.4 ALIMENTAZIONE

La SPM alimenterà tra i vari carichi un sistema no-break servito da un sistema ups con batterie dimensionate per una potenza nominale da 20 kVA ed autonomia pari a 20 minuti. Tale sistema, alimentato da uno stacco da Q01, alimenterà in sala di controllo illuminazione, sistema antintrusione, rivelazione incendi, server e workstations. Una linea no-break, descritta nella "Relazione Tecnica - Sistema Elettrico", a partire dall'UPS percorrerà l'intero anello e servirà tutti i quadri in modo da permettere a tutti gli attuatori ed alle RTU di mantenere l'operatività in caso di mancanza di energia elettrica sia sulla sola SPM che anche sulla rete elettrica esterna per distacchi brevi. In caso di problemi più lunghi, il software di

gestione permetterà lo spegnimento di tutto il sistema con la possibilità anche di spegnere l'intera SPM e di permetterne, successivamente alla risoluzione dei problemi, la sua riattivazione.

5 CONCLUSIONI

Il presente documento descrive il sistema di automazione e controllo che si vuole realizzare per la gestione della SPM. Il sistema sarà composto da diversi sottosistemi (interfaccia col campo, sistema di gestione e controllo, trasferimento dati) che interagendo tra loro forniranno un servizio integrato di controllo automatizzato secondo regole configurabili. Una sala di controllo, a cui è associata una sala equipment, è prevista per alloggiare i sistemi di controllo centralizzato e di interfaccia verso gli utenti. Nella sala saranno presenti alcune postazioni per l'analisi e lo sviluppo delle regole di controllo della SPM.

APN/GN/IMC/STM/GIC/FAB:mcs

RIFERIMENTI

D'Appolonia, 2012, “Disciplinare descrittivo e prestazionale del Sistema di Automazione e Controllo” Doc. No 11-650-H45, Aprile.