



# Energy: zenon e straton insieme per la massima sicurezza

L'utilizzo delle più avanzate tecnologie nel campo dell'automazione industriale ha permesso di realizzare l'automazione, la protezione, il controllo e la supervisione dell'intera rete di produzione e distribuzione dell'energia nella valle di Primiero, permettendo alla società proprietaria di poter controllare da un'unica postazione l'intero sistema mediante strumenti che riducono al minimo i tempi della gestione dei guasti e dell'interruzione del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

L'integrazione di sistemi differenti tra loro come PLC, protezioni con interfaccia Ethernet, sistemi di comunicazione wireless e sistemi di supervisione, ha permesso di implementare un unico ambiente completo per la gestione e la manutenzione della rete di produzione e distribuzione della ACSM SpA di Primiero. Il complesso produttivo consiste in 2 centrali di produzione idroelettrica (2x5MVA e 2x2MVA) che alimentano sia la rete di distribuzione in media tensione (esercita parte a 20 kV e parte a 10 kV, con 92 cabine e 110 km di linee) che la rete in alta tensione

(60 kV e 132 kV), fornendo quindi energia, al sistema elettrico che parte dal comune di Imer nella valle di Primiero e si spinge fino al passo Rolle. La vastità geografica del sistema (siti di montagna distanti decine di km) e la varietà delle apparecchiature installate per l'automazione ha implicato una notevole attenzione nella scelta del sistema SCADA per il controllo e la supervisione, al quale si richiedevano notevoli performance e adattabilità. La scelta è ricaduta su zenon 6.22, software prodotto dalla società COPA-DATA, prodotto stabile, adatto a grosse applicazioni,

nonché capace di dialogare con una moltitudine di apparecchiature distinte, grazie ai numerosi driver integrati.

## PERFORMANCE RICHIESTE AL SISTEMA SCADA.

La natura dei processi da controllare, non solo per la produzione dell'energia elettrica ma anche per la sua distribuzione capillare fino alla singola famiglia/utenza della vallata, ha reso necessaria una particolare attenzione nello sviluppo del sistema, che deve garantire la continuità del servizio in qualsiasi condizione, anche nel caso di funzionamento in isola della rete della ACSM SpA di Primiero, separando quindi gli impianti dalla rete di trasmissione nazionale (rete con cui è interfacciata sul 132 kV mediante sottostazione di proprietà). Dovendo inoltre operare su alcune scelte di automazione già adottate in precedenza dall'azienda, si è dovuto integrare il nuovo sistema con quello esistente, il quale risultava particolarmente complesso di suo a causa di uno sviluppo dilazionato nel tempo (disomogeneo nella scelta delle apparecchiature e dei protocolli di comunicazione).

### LO SCADA IDEALE RICHIESTO DOVEVA GARANTIRE:

- ▶ Stabilità
- ▶ Continuità del servizio
- ▶ Gestione nativa delle politiche di comando
- ▶ Sicurezza dei dati storici
- ▶ Espandibilità
- ▶ Interfacciamento nativo con apparecchiature diverse, quali PLC e protezioni Siemens, protezioni GE, dispositivi di interfaccia remota
- ▶ Modifica della applicazione anche da remoto
- ▶ Connessione remota al sistema
- ▶ Possibilità di implementare logiche anche complesse per realizzare funzioni quali la gestione della produzione degli impianti o l'alleggerimento dei carichi
- ▶ Interoperabilità con altri ambienti di sviluppo quali VBA o VSTA, SQL e .NET frame work

## SOLUZIONI PROPOSTE.

In base alle esigenze sopra esposte, si è ritenuta idonea una soluzione che prevede un server di impianto per ciascun sito critico (centrali di produzione e cabine di distribuzione) dedicato alla gestione del sito stesso in maniera autonoma e due server "globali" tra loro ridondati destinati all'acquisizione di tutti i dati del sistema, la visualizzazione degli stati e la gestione dei comandi. La soluzione adottata è un sistema nativo di ridondanza certificato da COPA-DATA, che di fatto permette di avere due macchine sempre allineate e attive – una server e l'altra stand-by – che comunicano contemporaneamente con la periferia. Questa doppia via di acquisizione dei dati viene riproposta nel sistema di comando delle apparecchiature di campo: così il guasto di un sistema di comando viene sopperito dalla presenza dell'elemento di stand-by.

La ridondanza può essere implementata sia in orizzontale che in verticale, garantendo non solo la continuità delle operazioni nelle postazioni di controllo centralizzate dell'intero sistema, ma anche l'autonomia operativa dei server di impianto nei siti remoti in caso di malfunzionamento dei server locali.

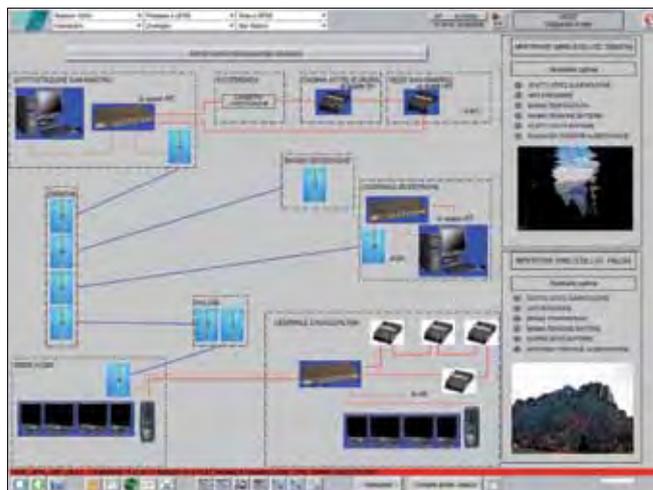
All'interno del sistema di supervisione globale è stata implementata una politica per garantire l'unicità della sorgente di emissione dei comandi, basata sulla gestione di privilegi di comando nativa dello SCADA che su selettori fisicamente presenti nei quadri di automazione e controllo.

Il sistema SCADA è espandibile, non solo come taglie di variabili ma anche come applicazioni controllate centralmente dai due server ridondati – in tale ambito è prevista a breve l'inserzione di un nuovo impianto idroelettrico collegato tramite ADSL. L'editor permette agli operatori di sviluppo della ACSM di effettuare modifiche da un solo PC e di scaricarle su tutti gli altri sistemi di rete interessati, non solo a livello grafico ma anche applicativo senza richiedere il riavvio delle applicazioni di runtime. Mediante il telecontrollo integrato nell'editor è possibile verificare il funzionamento da remoto dei siti – funzionalità che rende possibile l'assistenza da parte dello stesso sviluppatore anche fuori sede. L'utilizzo di una semplice connessione ad internet ed un browser permette di interfacciarsi graficamente agli impianti, con funzionalità ovviamente limitate allo scopo.

Per lo sviluppo delle logiche è stato utilizzato straton; soft PLC della stessa COPA-DATA con cui si può sviluppare del codice



Pagina di controllo della distribuzione dell'energia.



Schema semplificato della rete ethernet del sistema di supervisione.

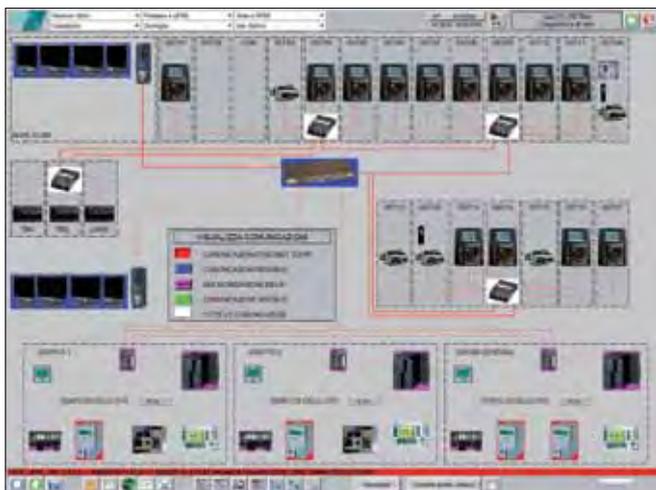
di automazione secondo gli standard richiesti dalla IEC 61131-3, anche in modalità ridondata. Su richiesta del Cliente Finale sono stati realizzati alcuni tool esterni in ambiente di sviluppo VBA e .NET. Tali funzionalità, in grado di interloquire con zenon, permettono personalizzazioni quali la gestione della produzione degli impianti idroelettrici e la rilevazione delle interruzioni secondo i dettami delle delibere 333/07 e 341/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e successive integrazioni.

## ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI AUTOMAZIONE.

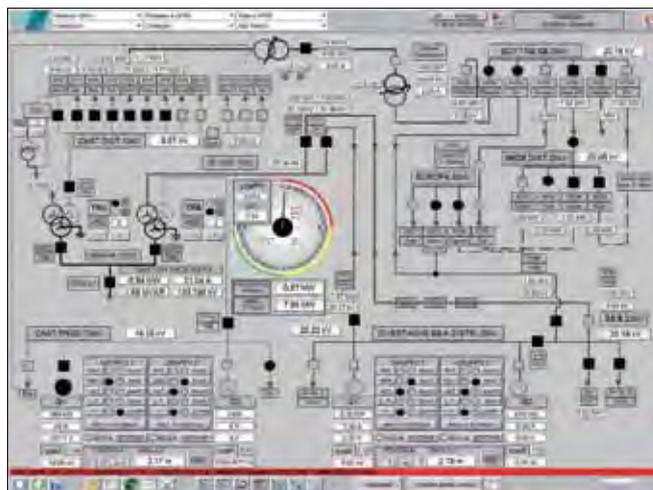
L'architettura sviluppata può essere così descritta: nr. 2 server ridondata con zenon locale multimonitor posizionati in due edifici indipendenti e lontani l'uno dall'altro, dotati di ridondanza "a caldo" (hot stand-by) di tipo orizzontale, nr. 1 dataser per l'accantonamento di database nel formato SQL server, nr. 2 PC di impianto con zenon per la centrale di Zivertaghe e la rete di distribuzione di San Martino di Castrozza – siti remoti connessi via wireless (questi PC sono in ridondanza verticale con i server ridondata), automazione di processo mediante PLC Siemens S7-400 e pannello operatore con comunicazione verso la periferia decentrata in Profibus DP, per i gruppi idroelettrici e l'automazione delle stazioni di distribuzione e trasmissione e dispositivi di

protezione elettrica MT e AT che comunicano sia con i PLC che con il sistema SCADA.

I server "globali" ridondata, oltre a raccogliere tutti i dati dai server di impianto, svolgono quindi funzioni di gestione di tutto il sistema, quali la gestione delle interruzioni (monitoraggio delle utenze MT e BT coinvolte in un determinato disservizio), l'alleggerimento dei carichi, la gestione dei siti remoti tramite connessione GPRS (rete di distribuzione del comune di Predazzo). La comunicazione tra i server ridondata e i server di impianto avviene in fibra ottica o mediante ponti wireless sulle frequenze libere con protocollo proprietario criptato (tratta massima di 6km); in caso di anomalia del ponte wireless è stata implementata una comunicazione di soccorso ADSL. La continuità dei servizi di produzione e distribuzione non viene inficiata né dall'assenza di un server ridondata né dalla assenza di entrambi. Tutte le informazioni e i comandi necessari per la gestione e protezione dell'intero sistema operano infatti in modo totalmente autonomo e diretto sugli organi (protezioni) oppure mediante il sistema di automazione a PLC, realizzando di fatto un'ulteriore ridondanza funzionale. Le stesse reti di scambio dati con le apparecchiature di campo sono state concepite in doppia linea (Ethernet e fieldbus). La comunicazione dei server d'impianto con le varie apparecchiature – PLC e protezioni – è effettuata



Pagina dettagliata di diagnostica di un impianto.



Gestione della produzione e della distribuzione.

tramite una rete ad anello (switch dedicato – Garrett), ottenuta mediante tratte in cavo elettrico e in fibra ottica (sia monomodale che multimodale). I PLC di impianto sono i responsabili diretti del processo, e possono essere gestiti analogamente sia tramite SCADA, sia mediante i pannelli operatore o direttamente dai pulsanti presenti nei quadri di automazione. Gli elementi "intelligenti" del sistema (SCADA, PLC, protezioni digitali) sono sincronizzati temporalmente mediante apparati GPS, in modo tale da garantire che l'acquisizione di dati produca database coerenti e ordinabili temporalmente con precisione al secondo. Con lo stesso sistema, le stesse protezioni vengono sincronizzate al ms (standard IRIG-b) per permettere il confronto delle oscillografie e dei registri degli eventi.

## FUNZIONALITÀ IMPLEMENTATE NEL SISTEMA DI AUTOMAZIONE.

Gli automatismi a PLC progettati e sviluppati permettono il completo controllo e comando sia dei gruppi idroelettrici sia della rete in MT e AT; inoltre le capacità di calcolo delle cpu hanno permesso per ogni gruppo, di integrare in un unico controllore sia il regolatore di velocità (fornitura di terzi) sia l'automatismo. Le principali funzionalità svolte dai sistemi a PLC sono: logiche di avviamento/arresto dei gruppi, logiche di sicurezza, logiche

di regolazione di velocità, logiche di segnalazione anomalie e logiche di alleggerimento dei carichi. I 25 dispositivi di protezione presenti sulla rete MT e AT oltre alle ovvie funzionalità di protezione delle linee sono dotati di funzione oscillografica e del registro degli eventi.

I file creati mediante queste due funzionalità vengono prelevati per l'archiviazione nei server di impianto dove possono essere analizzati dagli operatori e dai tecnici ACSM. L'analisi può essere effettuata comunque anche dai server ridondati e le protezioni possono essere comandate da tutte le postazioni controllanti. Il download automatico delle oscillografie permette di poter effettuare le analisi dei guasti a posteriori da un unico centro senza le problematiche di sovrascrittura dei file tipiche delle protezioni multifunzione. Altre funzionalità deputate ai sistemi SCADA, oltre a quelle sopra descritte, sono: gestione delle comunicazioni wireless, pagine di diagnostica di tutte le comunicazioni e dei sistemi di automazione, gestione delle manutenzioni dei macchinari, programmazione della produzione degli impianti in base ai criteri di vendita dell'energia e alla gestione dei bacini, gestione dei registri degli eventi delle protezioni, gestione delle politiche di comando e di sicurezza, gestione della messaggistica tramite SMS agli operatori reperibili e gestione di siti remoti tramite comunicazione GPRS.