

Smart Grid il ruolo dell'ICT nella sfida green del futuro

di Tomaso Bertoli

Una introduzione alle Smart Grid ove vengono mostrate le opportunità, le criticità e i vantaggi nella sfida green del futuro, attraverso la visione degli autori che hanno maturato una particolare esperienza in Dedagroup ICT Network e nella controllata Sinergis, specialista di sistemi GIS.

La definizione classica di *Smart Grid*, la rete *intelligente* per la distribuzione di energia elettrica del futuro, prevede di affiancare al sistema distributivo una rete di comunicazione e controllo con cui monitorare e ottimizzare i flussi di energia, evitando sprechi e quindi accumulando e reindirizzando eventuali surplus di energia in tempo reale. Detto così sembra semplice, ma impostare un simile sistema implica una serie di problematiche e dettagli che fanno impazzire i tecnici e rendono il lavoro in questo campo estremamente avvincente.

La distribuzione tradizionale

Innanzitutto è utile richiamare alcuni dei principi che hanno determinato la crescita e l'organizzazione dell'infrastruttura elettrica come la conosciamo oggi. A partire dal '900 la rete di distribuzione elettrica è cresciuta con un modello abbastanza semplice: un unico produttore, una centrale idro-elettrica o a carbone che produce l'energia per tanti consumatori direttamente collegati alla rete di distribuzione del produttore. Se l'energia costa poco e se le apparecchiature collegate non sono molto complicate, la rete di distribuzione urbana funziona esattamente come l'impianto elettrico di casa nostra. Sappiamo di avere un contatore e un interruttore "salva-vita" come punto di partenza, dei fili nascosti nei muri di cui non conosciamo l'organizzazione e una serie di prolunghe e ciabatte con cui alimentiamo un numero crescente di apparecchi elettrici ed elettronici.

L'evoluzione del contesto impone alle aziende di migliorare i sistemi dedicati a conoscere, controllare e ottimizzare l'infrastruttura di distribuzione dell'energia elettrica.



Tutti sappiamo cosa succede quando accendiamo il forno in cucina senza aver avvisato chi in bagno usa stufetta e asciugacapelli. Nella distribuzione elettrica tradizionale succede sostanzialmente la stessa cosa e qualcuno deve correre a ri-armare l'interruttore sul quadro generale.

Naturalmente su scala urbana e nazionale coordinare i consumi e la corrispondente generazione è ben più complicato che coordinare l'accensione del forno in cucina con lo spegnimento dell'asciugacapelli in bagno.

Un aspetto che complica la distribuzione elettrica nazionale, rispetto a quella domestica, è che a casa la quantità di energia disponibile è limitata dal contratto in essere con il fornitore, mentre a livello nazionale la quantità di energia che può essere utilizzata dipende da quanta ne viene prodotta nei diversi impianti.

Siamo quindi giunti al primo problema: le diverse aziende devono iniziare a fare delle previsioni.

Poiché l'energia prodotta dalle centrali e immessa in rete va persa se non vie-

ne consumata, è necessario pianificare quanta energia produrre in base ai consumi previsti per ogni momento della giornata.

Inoltre, considerato che nel trasporto si perde tanta più energia quanto più le linee sono sovraccariche (come quando a casa si dice di non collegare troppe ciabatte e prolunghe in fila), è necessario configurare la rete in modo che i consumi siano bilanciati e serviti con equilibrio sui diversi rami.

La distribuzione in evoluzione

Rispetto al modello descritto fin qui, il sistema elettrico nazionale si è complicato moltissimo.

La produzione è passata da un sistema di poche centrali controllate dal distributore a un vero e proprio mercato, in cui molti produttori possono decidere se e quanta energia produrre. In Italia questo mercato è gestito dal Gestore Mercati Energetici (GME); sul sito <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx> è possibile verificare i prezzi e i volumi orari fissati un giorno per l'altro dal Mercato

del Giorno Prima (MGP). A fini statistici si può consultare l'andamento dei prezzi e dei volumi negli ultimi trenta giorni e molte altre informazioni sul sistema elettrico e sui correlati di efficienza energetica e ambientale.

Inoltre l'evoluzione tecnologica ha portato allo sviluppo di una serie sempre più diversificata di fonti alternative di energia elettrica, che hanno caratteristiche e limitazioni molto diverse.

Alcuni produttori possono essere classificati come controllabili o quantomeno condizionabili poiché possono produrre energia in base ad una scelta specifica del gestore, normalmente collegata al prezzo che sarà riconosciuto per l'energia prodotta. Oltre alle grandi centrali, che funzionano quasi sempre a pieno regime, rientrano in questa categoria gli impianti di (co)generazione diffusa a gas e biomassa in cui è praticamente possibile accendere e spegnere l'impianto in base al rapporto tra costo del combustibile e valore dell'energia prodotta. Grazie agli incentivi questi impianti stanno diventando sempre più comuni e si stanno affacciando sul mercato soluzioni sempre più economiche e di piccola scala.

Alla rete vengono però collegati anche impianti la cui produzione è aleatoria o solo prevedibile. Per gli impianti fotovoltaici e ancor di più per quelli eolici, infatti, solo un sistema di previsioni meteo molto preciso e dettagliato può dare indicazioni sulla produzione attesa, ma è impossibile prevedere con certezza quella effettiva. Allo stesso modo è possibile classificare gli utenti finali in base alla capacità di controllarne, condizionarne o solo prevederne il carico.

Già oggi per alcune categorie di grandi utenti è prevista la possibilità di installare opportuni apparati di telecontrollo che permettono al distributore di monitorare il consumo, eventualmente riducendolo a zero; ma la vera sfida di *Smart Grid* sarà riconoscere le opportunità e le peculiarità di gestione connesse agli utenti domestici con contatore elettronico, rispetto a quanto possibile nel caso di *Smart Building* e *Smart Cities* gestiti da un *Facility Manager* professionista o ad una gestione intelligente dei veicoli elettrici in crescente diffusione.

L'evoluzione del contesto in cui si trova ad operare un'azienda di distribuzione elettrica impone di migliorare i meccanismi dedicati a controllare e ottimizzare il sistema elettrico.

Ed è proprio qui che il nostro lavoro e l'expertise nella gestione della componente ICT e GIS fa la differenza.

Smart Grid non è quindi un singolo sistema o, peggio ancora, un singolo software che può essere installato, ma

è in realtà una serie di iniziative diverse (raccolta dati, installazione di apparecchiature e sistemi software) che devono essere portate avanti con equilibrio e con una certa sequenzialità.

Il primo passo, e per certi versi quello che sta più a cuore di chi si occupa di Informazione Geografica, è quello legato alla mappatura della rete di distribuzione (vedi sotto) il caso di *Progress Energy*).

In base all'esperienza di *Progress Energy* possiamo quindi affermare senza timore di essere smentiti che per poter parlare di *Smart Grid* bisogna innanzitutto disporre di un software (cartografico) e di un set di procedure aziendali che permettono di arrivare ad un aggiornamento in tempo reale del geodatabase di rete con tassi di errore sui dati fisici di riferimento tendente a zero.

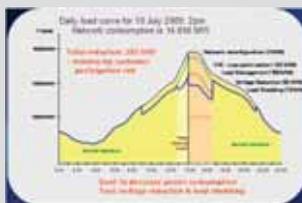
Considerato l'alto numero di elementi necessari a rappresentare correttamente la rete di distribuzione, disporre di interfacce e flussi di lavoro efficienti, è condizione necessaria a vincere la sfida. Si pensi, ad esempio, che il *GeoDataBase* di Gruppo Dolomiti Energia, -progettato da Sinergis assieme a Multi Utility User Group (MUUG) - contiene per la sola rete di distribuzione elettrica circa 440 mila archi e 300 mila nodi e per ogni giorno dal primo gennaio 2009 ad oggi esiste una specifica versione della rete in stato normale su cui eseguire le analisi di qualità tecnica. Da questo punto di vista sono stati fatti enormi passi avanti, come testimonia anche l'esperienza di *Ascopiave spa*.

Smart Grid non è un singolo sistema o, peggio ancora, un singolo software che può essere installato, ma una serie di iniziative diverse (raccolta dati, installazione di apparecchiature e sistemi software) che devono essere portate avanti con equilibrio e con una certa sequenzialità.

Superata la prima sfida di conoscere la rete in modo sufficientemente preciso per eseguire delle analisi di simulazione elettrica ci troviamo ingaggiati in un compito ancora più complesso e avvincente: conoscere i consumi. Grazie ai sistemi di telecontrollo installati sulla rete di Alta e Media Tensione, già da molti anni è possibile conoscere in tempo reale i consumi aggregati di svariate migliaia di utenze. Per poter avere un dato più puntuale le aziende di distribuzione hanno avviato programmi di installazione dei contatori elettronici. Oggi, dopo alcuni anni di esperienza operativa, ci si è resi conto che questo genera un problema opposto: un'informazione troppo dettagliata e disaggregata per essere utilizzata in modo efficace e tempestivo dai moderni sistemi di gestione della distribuzione.

In base a queste considerazioni è in corso una revisione dei piani di adozione dei contatori elettronici che, almeno per le attività di misura e controllo in tem-

Progress Energy: la rilevanza dei sistemi GIS ed Enterprise per gestire la progettazione delle estensioni di rete



Progress Energy distribuisce energia elettrica a circa 1.5 milioni di clienti in Florida, Carolina del Sud e Carolina del Nord. Confrontata con previsioni di consumi crescenti (circa 5,000 MW al 2025) l'azienda ha scelto di rinunciare alla costruzione di una nuova centrale a gas, che sarebbe costata circa 900 milioni di dollari e che sarebbe servita solo nelle ore di consumo di picco. A titolo esemplificativo è stato presentato il grafico di consumo registrato

a luglio 2009 riportato nell'immagine seguente.

Il piano da oltre 300 milioni di dollari avviato nel 2009 prevedeva l'implementazione di un sistema software per gestire la distribuzione (DMS) e l'installazione di un'estesa rete di apparati di telecontrollo necessari a conoscere e modificare dinamicamente l'assetto di rete.

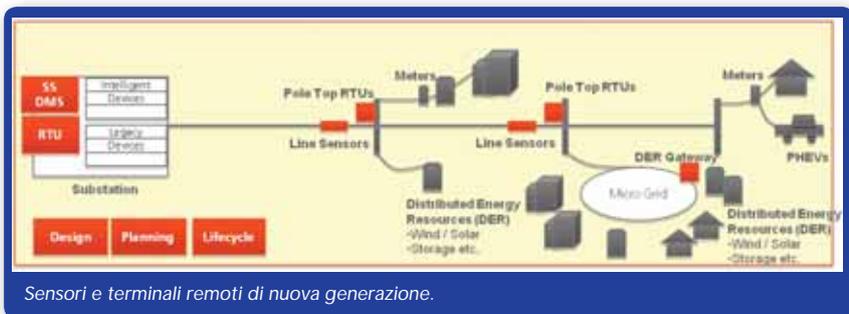
Nel suo complesso il progetto è stato un successo, portando ad una riduzione dei consumi di quasi 400 MW minimizzando il rischio connesso al coinvolgimento degli utenti finali. Nelle fasi iniziali del progetto ci sono state però tensioni poiché gli algoritmi del sistema di gestione (Telvent DMS) sembravano produrre risultati errati e proporre variazioni di assetto (riorganizzazione della rete di distribuzione) irragionevoli.

Si è scoperto abbastanza rapidamente che il geodatabase di rete, normalmente utilizzato solo per produrre le mappe adoperate dalle squadre impegnate sul campo, conteneva una percentuale significativa di errori e di mancati aggiornamenti. Questi errori, trascurabili per la normale attività di gestione in cui a leggere e interpretare i materiali sono tecnici e operai con una discreta conoscenza della rete, impattano invece in modo insostenibile sulle funzionalità di calcolo più avanzate.

La mappatura della rete: le testimonianze

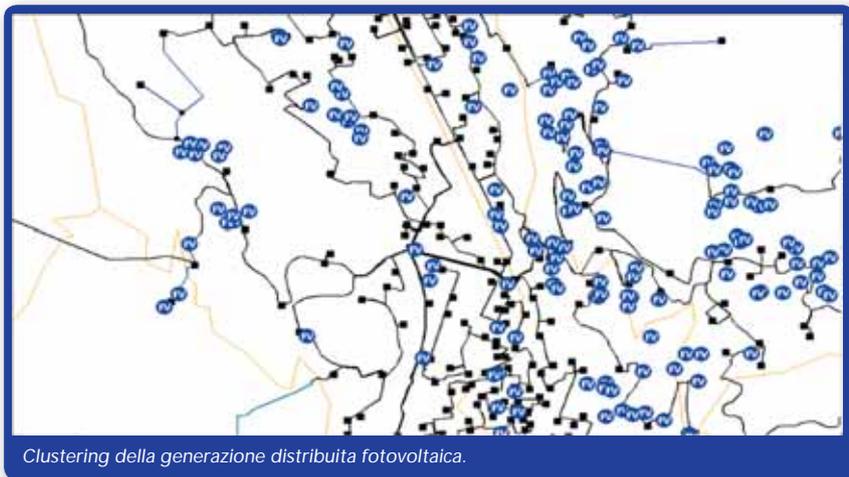
“In questi giorni la procedura è stata utilizzata sia per le operazioni di nuova editazione sia per le operazioni di recupero dati storici. In entrambe le situazioni si è notata una maggiore ergonomia di lavoro che permette una maggiore produzione. Su un inserimento di una messa in esercizio di medie dimensioni si può avere un abbattimento dei tempi del 50% con un maggiore numero di dati che vengono inseriti...” Andrea Gigo, Ascopiave Spa, referente Sistema Informativo Cartografia Reti.

“ Tra le migliori significative possiamo citare la riduzione dal 2% allo 0.1% della percentuale di clienti con posizione di rete ignota ottenuta grazie alla migliore ergonomia e più efficace integrazione tra il sistema di gestione utenti SAP IS-U e il Sistema Informativo Reti Cartografico...” ing Mariano Fronza (Gruppo Dolomiti Energia Spa, responsabile SIR).



po reale della rete, vengono sostituiti da una nuova generazione di sensori e terminali remoti (RTU) di dimensione e costo compatibile con una diffusione di massa nella rete di Bassa Tensione. Grazie alle informazioni trasmesse da queste nuove apparecchiature diventa possibile attivare processi di gestione non solo dei consumi, ma anche delle generazioni distribuite intermittenti e incontrollabili (fotovoltaico ed eolico). Benché le potenze installate siano oggi ancora marginali, su scala nazionale forti fenomeni di clustering geografico di questi impianti di generazione già oggi pongono seri problemi ai distributori elettrici che si trovano a dover ammodernare porzioni di rete per poter sopportare flussi di energia che cambiano direzione in base al sole ed al vento. Ad esempio, la SET Distribuzione, per gestire il crescente impatto della generazione fotovoltaica, utilizza una mappa tematica che integra dinamicamente la cartografia del Sistema Informativo Reti con i contratti di generazione fotovoltaici

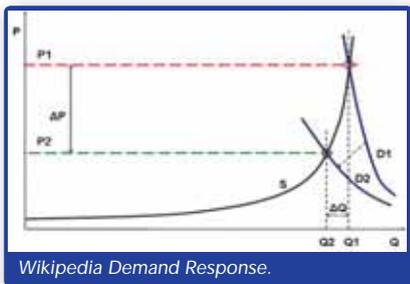
ca caricati nel gestionale clienti SAP IS-U e quindi aiuta ad evidenziare l'insorgenza dei cluster man mano che si addensano nella rete. Analizzando i report di controllo alfanumerico si osserva, infatti, che su tutte le linee di distribuzione in bassa tensione solo un quarto presenta impianti fotovoltaici, con una media generale di un impianto ogni due linee. Analizzando il decimo percentile delle linee, la media cresce a oltre sette impianti per linea, mentre prendendo in considerazione solo il primo percentile, la media per linea sale a oltre dodici impianti. La costante crescita degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'esigenza di sopportare consumi sempre più variabili (con carichi di picco anche tre volte superiori ai valori minimi), con tutte le problematiche che questi squilibri determinano all'efficienza del sistema, rendono sempre più importante sviluppare sistemi in grado di accumulare l'energia in eccesso e di rilasciarla quando necessario.



Accumulare l'energia elettrica

Sul tema dell'accumulo dell'energia elettrica la ricerca sta proseguendo in modo febbrile. Molti impianti idroelettrici svolgono questo servizio a livello di macro sistema (di notte acquistano energia elettrica per ripompare acqua nel serbatoio di monte), ma il tempo necessario a variare la potenza prodotta da un impianto idroelettrico è incompatibile con i tempi della generazione distribuita. Tra le tante tecnologie in studio una in particolare è passata dalla fase di ricerca alla fase di produzione industriale. La società *AES Energy storage* (<http://green.blogs.nytimes.com/2011/01/07/hold-that-megawatt/>) ha realizzato nello stato di New York il primo impianto di conservazione dell'energia a scala di distribuzione. Utilizzando 4 container da 16 metri pieni di batterie, per una potenza totale di 8 MW, possono comprare e rivendere energia a seconda del prezzo offerto dal mercato o anche in caso di emergenza: quando l'impianto sarà completamente integrato nel sistema di telecontrollo del *New York Independent System Operator (NYISO)* potrà rilasciare tutta la potenza disponibile in meno di un secondo dalla richiesta degli operatori di dispacciamento.

Per capire i valori in gioco in questa partita di cattura e rilascio di energia in rete è utile dare qualche dato economico. Il mercato elettrico italiano per ora si presenta abbastanza stabile, con un prezzo indicativo che nell'arco delle ventiquattrore passa da un minimo di 60 ad un massimo di 90 per megawatt/ora con valori medi attorno ai 70 euro. In Nord America si hanno invece fluttuazioni ancora più forti, con valori medi più bassi di quelli italiani ma prezzi di picco che negli anni 2000 di Enron e della crisi energetica Californiana (http://en.wikipedia.org/wiki/California_electricity_crisis) hanno anche superato i 1400\$ a megawatt/ora. A parte questi casi estremi anche in realtà più comuni, come la regione di Toronto ove nel 2006 il prezzo spot è variato da 318 a meno 3 dollari (http://en.wikipedia.org/wiki/Demand_response), in questi ultimi anni, grazie alla crisi che ha depresso i consumi e grazie a



due tariffe fisse, e si è assistito ad uno spostamento dei consumi dalle fasce orarie di picco (più costose) a quelle di minor consumo. Ma la differenza di prezzo è considerata ancora troppo bassa perché cambino veramente le abitudini di consumo degli utenti domestici. Dunque è possibile prevedere l'evoluzione verso un sistema di prezzi di mercato in costante aggiornamento.

Dal punto di vista del sistema elettrico nazionale è però molto più utile poter controllare i consumi attraverso specifici contratti sottoscritti tra generatori, distributori e utenti. Questo è possibile sia integrando la domotica direttamente al contatore elettronico, così l'utente cede al distributore il (tele)controllo di una parte dei propri consumi, oppure aderendo ad un servizio esterno di informazione di mercato pubblico accessibile via internet che mette sullo stesso piano più produttori, come nel caso di *NegaWatts* di *Suedtirol Smart Grid Initiative*, un innovativo progetto avviato in AltoAdige.

In considerazione delle difficoltà tecniche e dei costi di installazione delle attrezzature domotiche oggi gli sforzi di automazione e controllo vengono concentrati non tanto sui singoli clienti domestici, quanto sugli edifici di tipo commerciale caratterizzati da dimensioni e consumi più alti e anche da una più incisiva attenzione ai costi ed all'efficienza (Smart Building e Facility Management).

Infrastruttura IT, dai Mainframe al Cloud Computing

Per rispondere a queste sfide è molto probabile che le aziende di distribuzione adottino una strategia diversa da quella impiegata finora. Dovendo disporre di potenza di calcolo molto diversa nel corso dell'anno è probabile che si rivolgano alla flessibilità offerta dal Cloud Computing per una molteplicità di processi, tra cui spiccano: lettura e contabilizzazione dei consumi misurati sui contatori elettronici e gestione delle emergenze.

In apparenza di semplice applicazione, i contatori elettronici presentano per il reparto IT delle aziende di distribuzione elettrica una sfida tecnologica di non banale soluzione. Con letture programmate in media ogni 15 minuti, ogni

La flessibilità del Cloud Computing per una migliore gestione dei processi: lettura, contabilizzazione e gestione delle emergenze.

contatore - che in passato generava una o due letture all'anno - genera oggi 35.000 letture all'anno. Per un distributore medio piccolo con 200.000 clienti si arriva ad oltre 7 miliardi di record che ogni anno devono essere elaborati e archiviati per emettere le fatture. L'ordinaria amministrazione di un'azienda di distribuzione non prevede eventi di particolare emergenza, ma questo non esime dal predisporre e mantenere operative costose infrastrutture di backup e specifici piani per gestire situazioni di crisi, rare ma possibili. L'elasticità d'utilizzo e la tariffazione a consumo offerta dal Cloud Computing permettono di mantenere operativo ma in standby (e quindi con costi operativi trascurabili) un sistema parallelo per le emergenze, che può avere caratteristiche operative anche superiori a quello utilizzato per l'operatività quotidiana.

Nuove Frontiere raggiunte

Per concludere auspichiamo l'ampio orizzonte di temi trattati sia servito a capire che Smart Grid non è un singolo e semplice software da installare, ma un sistema ad elevata complessità, che per produrre dei risultati tangibili va correttamente impostato e gestito. La frontiera tecnologica viene regolarmente superata da soluzioni e processi sempre più evoluti.

I sistemi di previsioni meteo oggi mettono a disposizione informazioni così ben strutturate che possono essere incorporate nei modelli di previsione e allerta

nelle centrali di comando e controllo delle aziende di produzione e distribuzione dell'energia, sia per stimare la capacità di produzione ed i consumi ma anche per ridurre il rischio connesso ad eventi meteorologici estremi (temporali, tempeste, fulminazioni,...) cui vengono esposte le squadre in servizio.

I sistemi di gestione della distribuzione, grazie all'interazione con i sistemi di telecontrollo, permettono di ridurre le inefficienze di distribuzione nella pratica quotidiana (non solo nelle simulazioni di laboratorio) con importanti ricadute in termini di risparmio energetico, maggior sicurezza operativa e qualità dell'energia fornita ai clienti. Ad esempio Telvent DMS nel progetto pilota sulla rete di Milano ha permesso di identificare un centinaio di modifiche all'assetto di rete, il cui effetto cumulato è stata la riduzione del 4% delle perdite.

Dedagroup ICT Network, grazie all'esperienza maturata dalla controllata Sinergis e al partner internazionale Telvent, può supportare le aziende di distribuzione elettrica italiane a determinare le azioni e le tecnologie necessarie ad avviare un progetto con cui rendere la propria rete una vera Smart Grid.

Riferimenti

- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>
- <http://green.blogs.nytimes.com/2011/01/07/hold-that-megawatt>
- http://en.wikipedia.org/wiki/California_electricity_crisis
- http://en.wikipedia.org/wiki/Demand_response
- <http://en.wikipedia.org/wiki/Vehicle-to-grid>

Abstract

Smart Grid: the role of ICT in the green challenge of the future

Drawing on his experience designing and implementing Enterprise Geographic Network Information Systems with Italian Multi Utilities the author provides a simplified description of what is changing in the Electric Distribution System and explains the main drivers and challenges that are behind the revolution generally called " Smart Grid". A simple prose and real world examples help explain the complex meaning and unexpected implications of the buzz words and acronyms used by the Industry: AMI Advanced Metering Infrastructure, MDM Meter Data Management, DMS Distribution Management System, DR Demand-Response, DG Distributed Generation, PHEV Plug-in Hybrid Electric Vehicles, and Energy Dispatching and Storage.

Autore

TOMASO BERTOLI - SINERGIS SRL
TOMASO.BERTOLI@SINERGIS.IT
WWW.SINERGIS.IT

DEDAGROUP ICT NETWORK
LOC. PALAZZINE 120/F.
38121 GARDOLO (TRENTO)
WWW.DEDAGROUP.IT

Parole chiave

ENTERPRISE GIS, SMART GRID, SMART BUILDING, SMART CITY



GEOCART

esploriamo il territorio con l'ingegno di persone aperte all'innovazione

GEOCART offre servizi tecnici nei settori dell'**Osservazione della Terra, Ambiente, Energia, Information and Communication Technology ed Ingegneria.**

La società è specializzata nella ideazione, redazione, attuazione, monitoraggio e gestione di progetti a livello nazionale ed internazionale.

Le principali attività implementate sono la **progettazione, realizzazione e gestione di banche dati geografiche, popolate con informazioni acquisite mediante rilievi aerei e terrestri con tecnologie e metodologie innovative**, oltre al processamento di **dati satellitari.**

principali tecnologie e servizi

mapping



mapping [Airborne Multi-sensor Platform

Rilievi aerei con impiego di **laser scanner, camere digitali, termocamere e sensori iperspettrali** integrati nella **piattaforma aviotrasportata MAPPING**, finalizzati alla **caratterizzazione e modellazione 3D del territorio** ed al **monitoraggio ambientale**

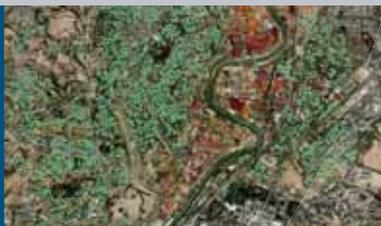
ciro [Computerized Integration for Remote Observation

Ispezioni aeree e terrestri di **infrastrutture e reti tecnologiche e naturali**, mediante **acquisizione di video e immagini georeferite** dal **sistema CIRO** con relativa **elaborazione dei dati** con il **software GEO-Analyzer**



ciro

slide



slide [SAR Land Interferometric Data Exploitation

Processamento di **dati satellitari** con utilizzo del software proprietario **SLIDE**, attraverso l'applicazione di **tecniche DinSAR** per il **monitoraggio delle deformazioni terrestri e degli spostamenti di opere e infrastrutture**