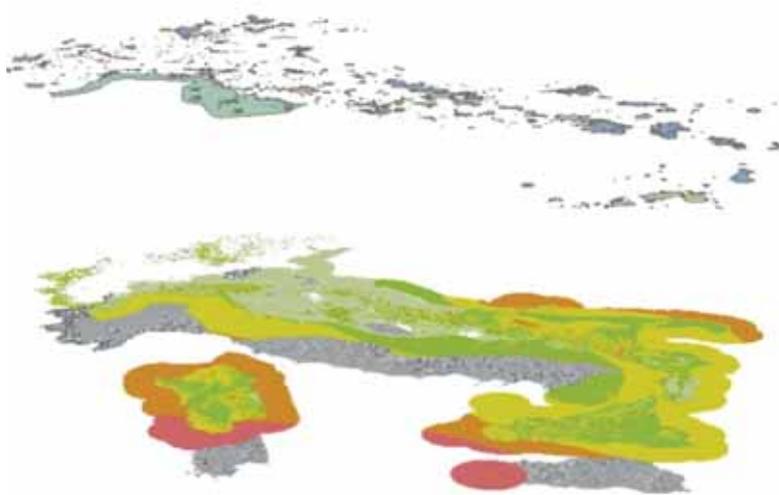


La geomatica nella progettazione di impianti eolici e fotovoltaici

di Marco Santonastasi e Giuseppe Barbato

Il crescente interesse nello sfruttamento delle risorse rinnovabili per la soddisfazione dei bisogni energetici del paese ha un particolare risvolto in termini applicativi per gli specialisti della geomatica, poiché propone in chiave nuova una applicazione tradizionale del GIS che è l'ottimizzazione della localizzazione di installazioni produttive attraverso l'uso di mappe tematiche.



Benché il problema generale della localizzazione di impianti produttivi sia stato indubbiamente descritto in maniera esaustiva nella letteratura tecnica, nel caso della localizzazione di centrali a fonti rinnovabili, e in particolare per gli impianti eolici e fotovoltaici, assume rilievo sempre maggiore una particolarità nella determinazione e nell'assegnazione dei criteri di localizzazione che rendono il problema rinnovato e di non immediata risoluzione.

Incentivi per l'attuazione del protocollo di Kyoto

Con la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (1997) l'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni totali di gas serra al di sotto del 95% delle emissioni registrate nel 1990.

Il legislatore, con il D.Lgs. 79/99 (decreto Bersani), ha deciso di conseguire tale riduzione principalmente attraverso una strategia di sostituzione delle fonti di generazione di energia elettrica, fornendo incentivi basati sulla effettiva produzione ai nuovi impianti che utilizzino fonti rinnovabili.

L'incentivazione e la gestione commerciale della produzione di energia elettrica attualmente vigente per gli impianti a fonte eolica e fotovoltaica è regolata secondo i seguenti meccanismi:

EOLICO:

Certificati Verdi: Sono titoli al portatore con valenza di 15 anni per l'eolico. Possono essere commercializzati al valore di mercato stabilito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) e assegnato per delibera della Autorità sulla Energia (AEEG).

Tariffa Onnicomprensiva: È una remunerazione che ingloba sia il valore dell'incentivo sia quello della energia ceduta alla rete. È applicabile solo per impianti con potenza tra 1 e 200 kW. La tariffa per gli impianti eolici è pari a 30 ¢€ per ogni kWh immesso nella rete.

FOTOVOLTAICO:

Quarto Conto Energia: Un compenso fisso per ogni kWh immesso il cui valore monetario, che si ricava dalle tabelle pubblicate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), varia dai 40 ai 20 ¢€ a seconda della tipologia di installazio-

ne e della data di entrata in esercizio dell'impianto.

In abbinamento al meccanismo dei Certificati Verdi, della Tariffa Onnicomprensiva e del Conto Energia, esistono delle facilitazioni commerciali per la immissione di energia verde in rete.

Scambio sul posto: È uno schema di conguaglio della energia immessa e di quella prelevata, attuabile per tutti gli impianti al di sotto dei 200 kW, sia fotovoltaici che eolici. Vale solo in caso di coincidenza tra punto di prelievo e il punto di immissione. Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) compensa il valore monetario dell'energia elettrica immessa in rete con il valore monetario associato all'energia consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Ritiro dedicato: Vale solo per gli impianti eolici. È una forma semplificata di tariffazione della energia venduta alla rete, nella quale si demanda al GSE l'onere del ritiro, cioè l'acquisto, di tutta l'elettricità prodotta dall'impianto. Il GSE corrisponde al produttore un prezzo concordato e fisso per ogni kWh ritirato.

Subentro delle fonti rinnovabili

La caratteristica distintiva, spesso non sufficientemente enfatizzata delle centrali a fonte rinnovabile è che esse puntano, nell'intenzione del legislatore e anche nella comune percezione del pubblico, alla sostituzione delle più tradizionali centrali a fonti fossili esistenti.

Pertanto, esse non sono soggette ad una logica di incontro della domanda, locale o territoriale, presente o futura, quanto piuttosto al raggiungimento di un obiettivo generalizzato di copertura di una quota della potenza totale installata a livello nazionale, che deve quindi necessariamente essere sottratta a quella erogata dalle centrali tradizionali già operative o in fase avanzata di realizzazione per non eccedere inutilmente la domanda globale.

Il problema dell'allaccio alle reti

Una diretta conseguenza positiva di questo approccio è la possibilità da parte dei tecnici di localizzare ad esempio un parco eolico indipendentemente dalla domanda di energia delle aree ad esso limitrofe. Ciò si traduce nella apprezzata capacità di sfruttare zone ad alta ventosità comunque collocate sul territorio, ma porta con sé il problema legato alla tipica mancanza di infrastrutture sulla rete di distribuzione e di trasmissione, che caratterizza tali località, quasi sempre remote o rurali, conseguente alla assenza di domanda locale.

A questo va aggiunta la seconda e ben nota caratteristica delle fonti rinnovabili che è la non programmabilità dell'erogazione, ovvero la non prevedibilità della disponibilità della risorsa energetica (i "combustibili" vento e sole), fatto che impatta negativamente sulla stabilità delle reti a cui gli impianti si allacciano.

L'impatto nella ingegneria della localizzazione di questi due aspetti è certamente sostanziale e sempre più rilevante, e richiede un approccio critico basato su una serie di dati geomatici ed economici nuovi.

Costi e dei tempi di allaccio

Vorremmo argomentare che la fattorizzazione della capacità ricettiva della rete di distribuzione/trasmmissione e dei tempi di allaccio nei criteri di localizzazione sia un punto fondamentale che merita una analisi approfondita se si vuole assicurare un rendimento finanziario ed energetico valido ai parchi eolici e fotovoltaici.

L'approccio classico, basato tipicamente sullo studio anemometrico, irradiativo e geomorfologico, non esaurisce infatti la analisi di fattibilità necessaria per la localizzazione di un impianto, poiché agli input tradizionali va necessariamente aggiunto il peso finanziario dei costi e dei tempi per l'adeguamento della capacità ricettiva della rete di trasmissione necessario a finalizzare l'erogazione dell'energia e la corresponsione del contributo.

Criteri di ottimizzazione

Tipicamente in uno studio di fattibilità preliminare, condotto cioè su area geografica vasta, si adotta un conto economico semplificato che prevede il calcolo degli indici di rendimento finanziario dell'utile di esercizio in base a due macrovoci di costo e due macrovoci di ricavo, secondo la formula:

Utile Esercizio = Ricavo Vendita Energia + Incentivi - Ammortamento - Spese di Esercizio, con attualizzazione dei valori negli anni di erogazione dell'incentivo.

È consuetudine esprimere le voci di ricavo e di costo in funzione di un fattore di conversione specifico basato sul-

la potenza nominale dell'impianto, in modo da poter valorizzare tutti i costi in €/MW installato e ottenere i ricavi come prodotto della potenza nominale per le ore di sole o di vento equivalenti del sito geografico in esame.

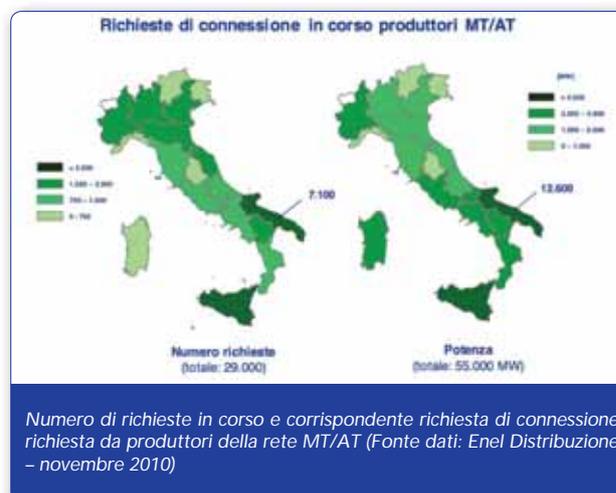
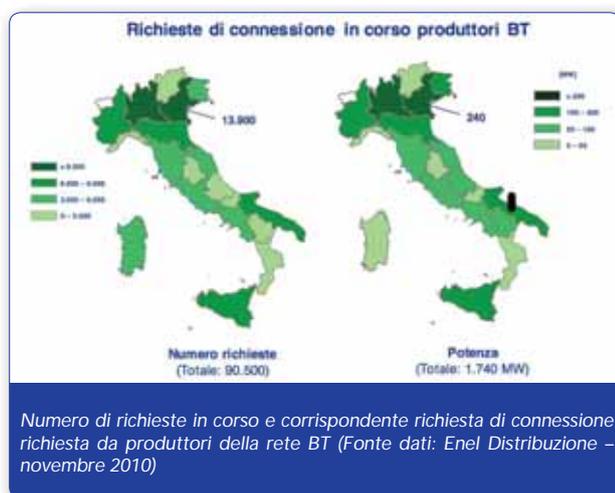
Distribuzione spaziale e GIS

Per ottimizzare la localizzazione di un progetto è certamente fondamentale identificare, come tradizionalmente fatto, la distribuzione spaziale dei vincoli e degli impatti che un impianto può avere sul territorio, inclusi gli impatti cumulativi e le interazioni d'impatto, in modo da escludere preventivamente quelle località nelle quali non è consentito installare.

A tale scopo si utilizzano metodologie come l'overlay mapping e i GIS che richiedono la preparazione di mappe o strati (layers) d'informazione da sovrapporre con criteri logici in modo da generare una figura composita di base del territorio in cui si identificando le aree precluse o sensibili e le risorse elio-anemometriche. Su tali overlay si possono mostrare le influenze delle attività passate, presenti e future sul progetto in esame e l'interazione di questo con l'ambiente ricevente o con un particolare corpo ricettore.

Tradizionalmente le carte tematiche per la ricerca di aree a vocazione solare o eolica contengono i seguenti dati:

- Atlante di irraggiamento e anemometrico per diverse altezze dal suolo;
- Confini comunali;
- Uso del suolo distinto in zone residenziali, commerciali/industriali, agricole tipiche e aree sottoposte a tutele specifiche;
- Zonizzazione urbanistica;
- Rete stradale per la valutazione della distanza dalle infrastrutture principali e secondarie;



- Limiti catastali;
- Orografia;
- Modello Digitale del Terreno (DTM) (per l'esclusione di zone a pendenza eccessiva);
- Cartografia tecnica.
- Una carta tematica delle ricettività della rete e dei costi e tempi di allaccio.

La semplicità di tale approccio è però a nostro avviso minata dalla difficoltà di predire compiutamente per una generica zona, in assenza di dati georeferenziati dettagliati e affidabili, i costi totali di installazione dell'impianto. Infatti, su questi grava in maniera consistente il costo di allaccio e/o di adeguamento della rete esistente, che, tra l'altro, è un fattore soggetto a variazione nel tempo.

Secondo quanto disposto dalla normativa, il corrispettivo che deve essere obbligatoriamente versato al Gestore di Rete per l'allaccio di un impianto è calcolato come il minore tra i due valori, indicati dalla AEEG come A e B, che calcolano il costo di allaccio sulla base di una serie di fattori, il più rilevante dei quali è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione di media (MT/BT) o alta (AT/MT) tensione in servizio da almeno 5 anni. Altri fattori che concorrono al calcolo dei corrispettivi sono la potenza ai fini della connessione e la tipologia di realizzazione della linea di connessione (aerea, interrata o mista). Potrebbe sembrare che il dato geometrico della misura della distanza sia l'unico da considerare, e che quindi l'utilizzo delle carte tematiche attualmente disponibili e consolidate sia sufficiente.

Esse invece riportano unicamente i percorsi e le tensioni dei cavidotti, senza menzionare la potenza residua trasportabile, né il tempo medio preventivato dal gestore per l'allaccio di nuovi impianti; dato che, abbiamo accennato, è di centrale importanza. Esse mancano inoltre di un'altra informazione parimenti necessaria che è la variazione temporale dei due parametri precedentemente menzionati. Accade, infatti, che il progressivo allaccio degli impianti ad una dorsale di trasmissione ne riduca la capacità residua a disposizione delle installazioni che seguono, facendone diminuire la ricettività nel tempo.

A rendere ancora più complesso il quadro è l'evenienza che la ricettività della rete è principalmente "virtuale" piuttosto che "reale". Infatti la capacità che il Gestore di Rete deve obbligatoriamente comunicare è legata alla potenza "prenotata" dai produttori in fase di accettazione del Preventivo (o della Soluzione Tecnica Minima Generale), e non già quella effettivamente residua nel ramo di connessione. I due dati non coincidono mai, non potendosi prevedere se gli impianti che hanno prenotato un allaccio concludano positivamente il loro iter autorizzativo. Ne consegue che la capacità ricettiva residua è un parametro che ha una variabilità temporale di complessa analisi e quindi di grande valore nella determinazione della fattibilità, soprattutto in un quadro normativo come quello delle energie rinnovabili in Italia, mutevole e spesso controverso.

Tale considerazione deve allertare i tecnici sulla necessità di analizzare mappe tematiche che quantifichino i

costi e i tempi di allaccio attesi e che indichino la attuale capacità ricettiva della rete, sia virtuale che reale, tenendo in conto le complessità sopracitate. Le mappe dovrebbero riportare, per microaree geografiche coprenti tutto il territorio nazionale, i costi e i tempi di allaccio aggiornati, in modo da poterle utilizzare nell'algoritmo di minimizzazione della funzione costo totale a fine vita che è il metodo di ingegneria finanziaria preferito per la localizzazione di centrali a fonte solare ed eolica.

Mettere a disposizione carte tematiche della ricettività e/o degli interventi sulla rete esistente in funzione del tempo consentirebbe una valutazione più realistica dell'utile di esercizio, fortemente dipendente dai ricavi derivati dal regime di incentivazione, a sua volta legato alle data di entrata in esercizio dell'impianto. Dunque, la produzione di carte GIS che mettano in relazione i dati di ricettività e l'asse del tempo sono fondamentali e sono un contributo a nostro avviso importante che la digitalizzazione e georeferenziazione dei dati numerici può dare allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'uso della dimensione tempo nelle carte tematiche di allaccio

Dal punto di vista applicativo, si ravvedono due possibili modi in cui integrare le informazioni delle carte tematiche di allaccio negli studi di fattibilità preliminari.

Il primo è di tipo qualitativo, il secondo di tipo quantitativo.

Nell'approccio qualitativo il dato del tempo di allaccio è esterno all'algoritmo di localizzazione e viene presen-



Zenit S.r.l. - info@zenit-sa.com
 Vicolo Molino, 2 - 21052 Busto Arsizio (VA)
 Tel. 0331-324633 - Fax 0331- 324664

Sviluppo GIS e WEBGIS
 Tools cartografici
 Cartografia personalizzata
 Rilievi aerei - Drone MD4-200
 Rivenditore autorizzato Microdrones GmbH

www.zenit-sa.com



tato al lato dei fattori di rendimento economico di una lista ordinata di siti investigati per la loro potenzialità eolica.

Il tempo di allaccio può dunque essere sottoposto alla valutazione dell'investitore, diventando un elemento di giudizio soggettivo che può essere utilizzato per discriminare tra due siti in base alla sopportabilità del ritardo nell'inizio dell'erogazione dell'incentivo. Alternativamente, può essere usato dall'investitore, sfruttando il principio della prenotazione della potenza da cedere in rete, come lasso di tempo da far intercorrere tra la prima installazione e un repowering dell'impianto che porti il progetto dalla potenza immediatamente disponibile in prima istanza fino alla potenza massima nominale del sito geografico, una volta che questa sia diventata ricevibile dalla rete. In questo ultimo senso il tempo di allaccio può essere usato per graduare lo scaglionamento dell'investimento e quindi estendere il confronto tra due o più siti ad un periodo superiore agli anni di erogazione dell'incentivo.

Nell'approccio quantitativo viene assegnato un costo finanziario al tem-

po di allaccio da sommare al costo nominale del preventivo in modo che tale costo totale possa essere elaborato dall'algoritmo di localizzazione come qualsiasi altro costo. In tal caso si dovrà decidere in concerto con l'investitore se quantificare il parametro temporale come costo di opportunità o come costo per mancato guadagno nel tempo intercorrente tra l'anno zero dell'investimento e l'anno di allaccio nel quale si iniziano a percepire gli incentivi.

Entrambi gli approcci sono validi e possono essere usati in alternativa o in concomitanza per specifiche esigenze di valutazione economica. Entrambi però sono necessariamente basati sulla disponibilità di dati geomatici oggettivi e affidabili circa la tempistica degli allacci e la ricettività delle reti, dati che, pur avendo un considerevole impatto sulla resa di un sito eolico o fotovoltaico, non sono a tutto oggi disponibili. Rimane la centralità del contributo della geomatica all'eliminazione del collo di bottiglia costituito dalla problematica dell'allaccio degli impianti che rallenta la auspicata diffusione delle energie rinnovabili.

Parole chiave

FOTOVOLTAICO, EOLICO, ENERGIE RINNOVABILI, LOCALIZZAZIONE IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI, CARTE TEMATICHE.

Abstract

Contribution of geomatics in the siting of large wind and solar plants.

The growing interest in the use of renewable energy sources to meet the nation's demand for electricity has a particular outcome for geomatics application specialists: in fact it calls for a new application of a traditional GIS task: the siting optimization of production nodes through the use of ad-hoc thematic maps overlay.

Autore

MARCO SANTONASTASI
MARCO.SANTONASTASI@ALTESIS-PRO.COM

GIUSEPPE BARBATO
GIUSEPPE.BARBATO@ALTESIS-PRO.COM

ALTESIS ENERGIA AMBIENTE,
WWW.ALTESIS-PRO.COM



Computer Graphics Technologies

Via Corradino di Svevia n° 48 - 90134 Palermo
Via delle Industrie n° 1 - 20883 Mezzago

- Distributore autorizzato TRIMBLE.
- Laboratorio autorizzato per la strumentazione TRIMBLE.
- Proprietaria rete di stazioni permanenti GPS (VRS SICILIA).
- Supporto e controllo in remoto di tutta la strumentazione mobile TRIMBLE attraverso il software TRIMBLE ASSISTANT.
- Corsi di formazione.



tel. 0916513421 (Palermo)
tel. 0393313427 (Mezzago)
Fax 0916513414 (Palermo)
E-mail info@cgtsrl.it
www.cgtsrl.it