

REGIONE ABRUZZO

Comune di
MONTAZZOLI
(Prov. di Chieti)

P.zza Città dell'Aquila 1 66030 – Montazzoli (CH)
Telefono 0872.947126 Fax: 0872.947131

COMMITTENTE: **Edison Rinnovabili Spa**

Reg. Imprese di MILANO - MONZA - BRIANZA - LODI e C.F. 01890981200
Partita IVA 12921540154 - REA di Milano 1595386
Codice destinatario RWYUTX

Sede Legale: Foro Buonaparte, 31 - 20121 MILANO
Tel. +39 02 6222 1 - PEC: rinnovabili@pec.edison.it

Oggetto:

**ADEGUAMENTO TECNICO IMPIANTO EOLICO
MEDIANTE INTERVENTO DI REPOWERING DELLE TORRI ESISTENTI
E RIDUZIONE NUMERICA DEGLI AEROGENERATORI
- INTERVENTO IR8 -**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA STUDIO ANEMOLOGICO

Il Progettista
(Ing. Antonio Scutti)



STUDIO TECNICO DI INGEGNERIA
Dott. Ing. Antonio SCUTTI

Contrada Tomassuoli, 46 - 66040 PERANO (Ch)
Codice Fiscale SCT NTN 54A02 A235I # Partita IVA 00643420698
Tel./fax. 0872/898020 LICENZA - AUTODESK - n. 053-01002259
Personal 337 632986
E-mail: antonioscutti@alice.it

SCALA

TAVOLA

DATA

F

14/07/2022

00	14/07/2022	PROGETTO DEFINITIVO	
Rev.	Data	Note	Rif. Documento

AS_GIU_A390_

Comune di

MONTAZZOLI località tra Monte Fischietto, Colle Lettiga e Monte di Mezzo

- Provincia di CHIETI -

**Oggetto: ADEGUAMENTO TECNICO IMPIANTO EOLICO MEDIANTE INTERVENTO DI
REPOWERING DELLE TORRI ESISTENTI E RIDUZIONE NUMERICA DEGLI
AEROGENERATORI – INTERVENTO IR8 –**

PROGETTO DEFINITIVO

(ai sensi del punto 13 delle Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi. GU Serie generale n.219 del 18-9-2010)

PROPONENTE: Edison Rinnovabili S.p.A. con sede Legale in Foro Buonaparte, 31 - 20121 MILANO Tel. +39 02 62221 (Reg. Imprese di Milano – Monza – Brianza – Lodi e C.F. 01890981200 Partita IVA 12921540154 - REA di Milano 1595386)

STUDIO DELLE POTENZIALITÀ ANEMOLOGICHE DEL SITO

Indice

1	ANALISI ANEMOLOGICA	3
1.1	La rete anemometrica di EDISON RINNOVABILI S.P.A.	3
1.1.1	Generalità	3
1.1.2	Stazione Anemometrica generica	5
1.1.3	Caratteristiche tecniche degli strumenti misura	9
1.1.4	Identificazione delle Stazioni	9
1.1.5	Modalità di acquisizione e trattamento dei dati	9
1.1.6	Gestione della Rete Anemometrica	9
1.1.7	La procedura adottata (Micrositing)	10
1.1.8	Altezza degli Anemometri (Wind-shear)	10
1.2	La Campagna Anemologica del crinale di Castiglione, Roccaspinalveti e Schiavi..	11
1.2.1	Individuazione dell'area di studio	11
1.2.2	Strumenti utilizzati	12
1.2.3	Anemometro di riferimento	13
1.2.4	Dati di vento	14
1.2.5	Flusso del vento	14
2	STIME DI PRODUCIBILITÀ ENERGETICA	155
2.1	Correzione della curva di potenza	155
2.2	Distribuzione del Vento	166
2.3	Producibilità netta	188

1 ANALISI ANEMOLOGICA

Lo scopo dell'analisi in oggetto è la caratterizzazione anemologica relativa ai dati rilevati dalle stazioni anemometriche installate in corrispondenza dei crinali sede dell'impianto eolico in progetto.

Vengono inoltre illustrate le caratteristiche della rete anemometrica di EDISON Rinnovabili S.p.A., delle torri anemometriche, degli strumenti di misura e del metodo di acquisizione e trattamento dei dati rilevati, in modo così da avere una chiara panoramica del processo e delle tecniche che portano alla qualificazione di un sito dal punto di vista anemologico.

1.1 La rete anemometrica di EDISON RINNOVABILI S.P.A.

1.1.1 Generalità

La rete di stazioni anemometriche Edison copre un territorio molto vasto, localizzato principalmente nel centro-sud, e comprende un numero di circa 90 torri, escluse quelle di imminente e prossima installazione, di altezze comprese tra i 10m e i 70m, per un totale di 250 sensori tra quelli di direzione e quelli di velocità.

La disposizione delle numerose stazioni anemometriche in punti chiave e in punti ad alto potenziale eolico insieme alla presenza degli impianti già realizzati in Abruzzo, Campania, Puglia, Molise e Basilicata e quindi degli anemometri di macchina, offre ad Edison il non trascurabile vantaggio di avere, in taluni casi, indicazioni significative riguardo i parametri intensità/direzione del vento sia nelle aree ricadenti all'interno del perimetro che la stessa rete anemometrica delimita sia in quelle limitrofe. Questo fa sì che la campagna di approfondimento in queste aree, pur restando necessaria per la determinazione del wind-shear e la caratterizzazione del vento in presenza di orografie complesse, richieda, oggi, minor numero di acquisizioni e in casi particolari richieda solo un affinamento o verifica dei dati già in possesso.

Oltre a questo si sta prendendo in considerazione l'utilizzo di torri anemometriche di altezza oltre i 70m e apparecchiature mini-SODAR o LIDAR (funzionanti tramite emettitori/ricevitori di onde sonore/laser e il calcolo dei parametri anemologici in base alle diverse proprietà di riflessione/rifrazione dell'aria in movimento alle differenti altezze) al fine di monitorare le grandezze anemometriche in quota e diminuire il fattore di incertezza ove siano effettivamente installabili aerogeneratori di grande taglia.

La distribuzione dettagliata delle stazioni anemometriche è riportata in Figura 1.1/I.

Nel grafico (Figura 1.1/II) viene riportato il numero delle stazioni anemometriche installate da EDISON RINNOVABILI S.P.A. ogni anno dal 1990 fino al 2011, data dell'ultimo censimento.

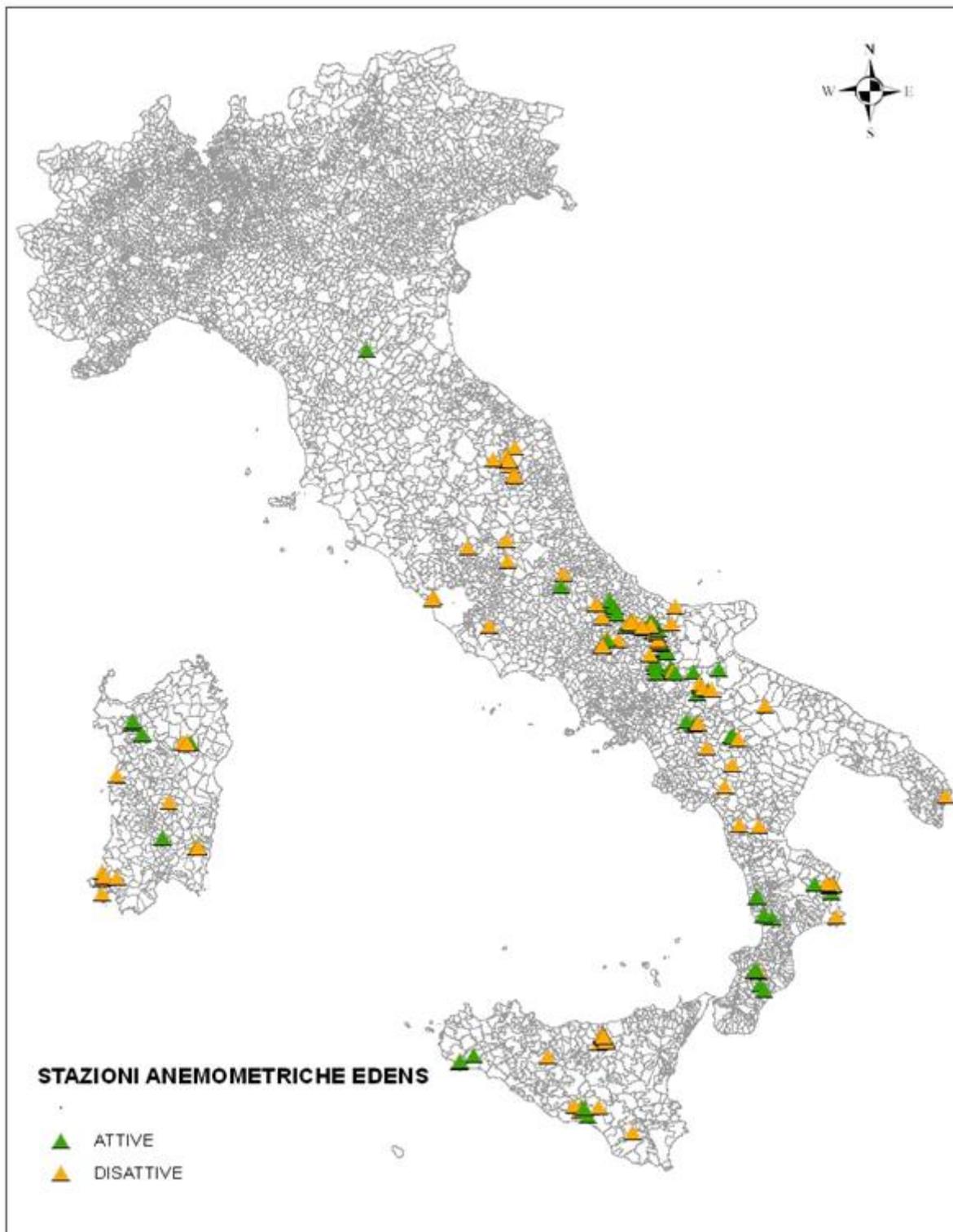


Figura 1.1/I – Stazioni anemometriche installate in Italia dalla EDISON RINNOVABILI S.P.A.

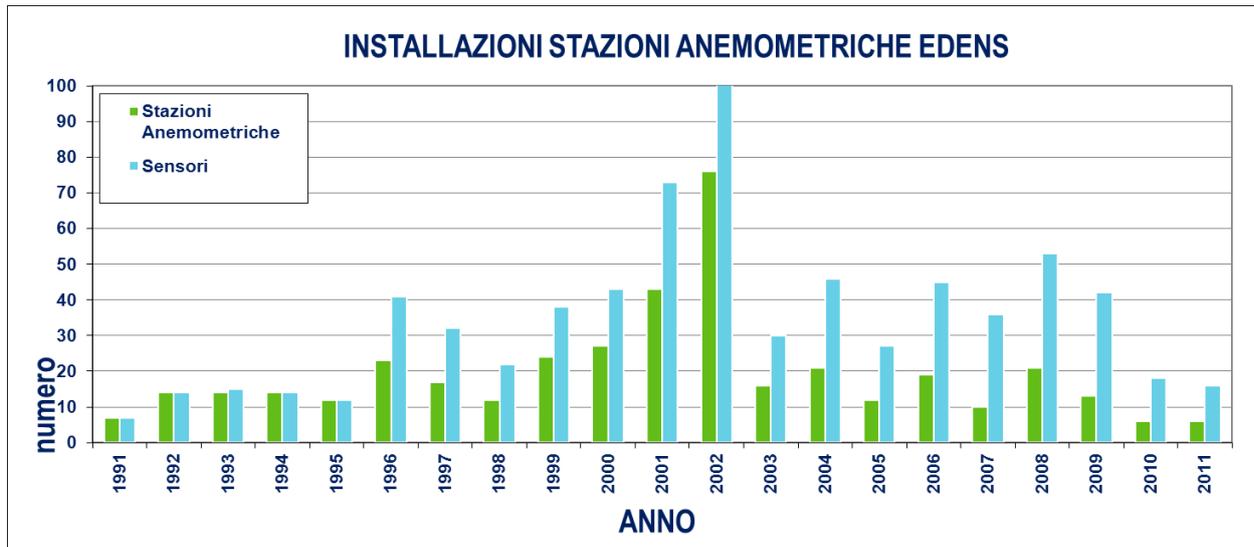


Figura 1.1/II - Numero delle nuove installazioni anemometriche per anno

1.1.2 Stazione Anemometrica generica

Le stazioni anemometriche possono essere di due tipi, tubolari o tralicciate. Generalmente si preferisce installare torri tubolari per altezze fino a 50m e torri tralicciate negli altri casi.

Nella Figura 1.1/III – Stazione anemometrica- ne vediamo un esempio costituito da una struttura tubolare di acciaio, il cui diametro viene scelto in funzione dell'altezza e quindi della robustezza da raggiungere, strallata con tiranti di acciaio collegati a paletti infissi nel terreno.

Al palo, prima del suo innalzamento in posizione verticale, vengono fissati:

- La cassetta di protezione contenente l'unità di registrazione dei dati, alimentata da batterie che ne garantiscono l'autonomia per almeno 2 mesi circa a seconda delle temperature ambientali raggiunte.
- a varie altezze, a seconda della torre, una serie opportuna di sensori per monitorare l'andamento della grandezza intensità del vento alle diverse quote trovandoci ancora nello strato laminare;
- in sommità al palo, l'ultimo sensore di velocità del vento e quello di direzione;
- internamente al palo vengono fatti passare i cavi di collegamento tra i sensori e l'unità di registrazione dei dati; la sommità del palo è inoltre provvista di un piccolo parafulmine.

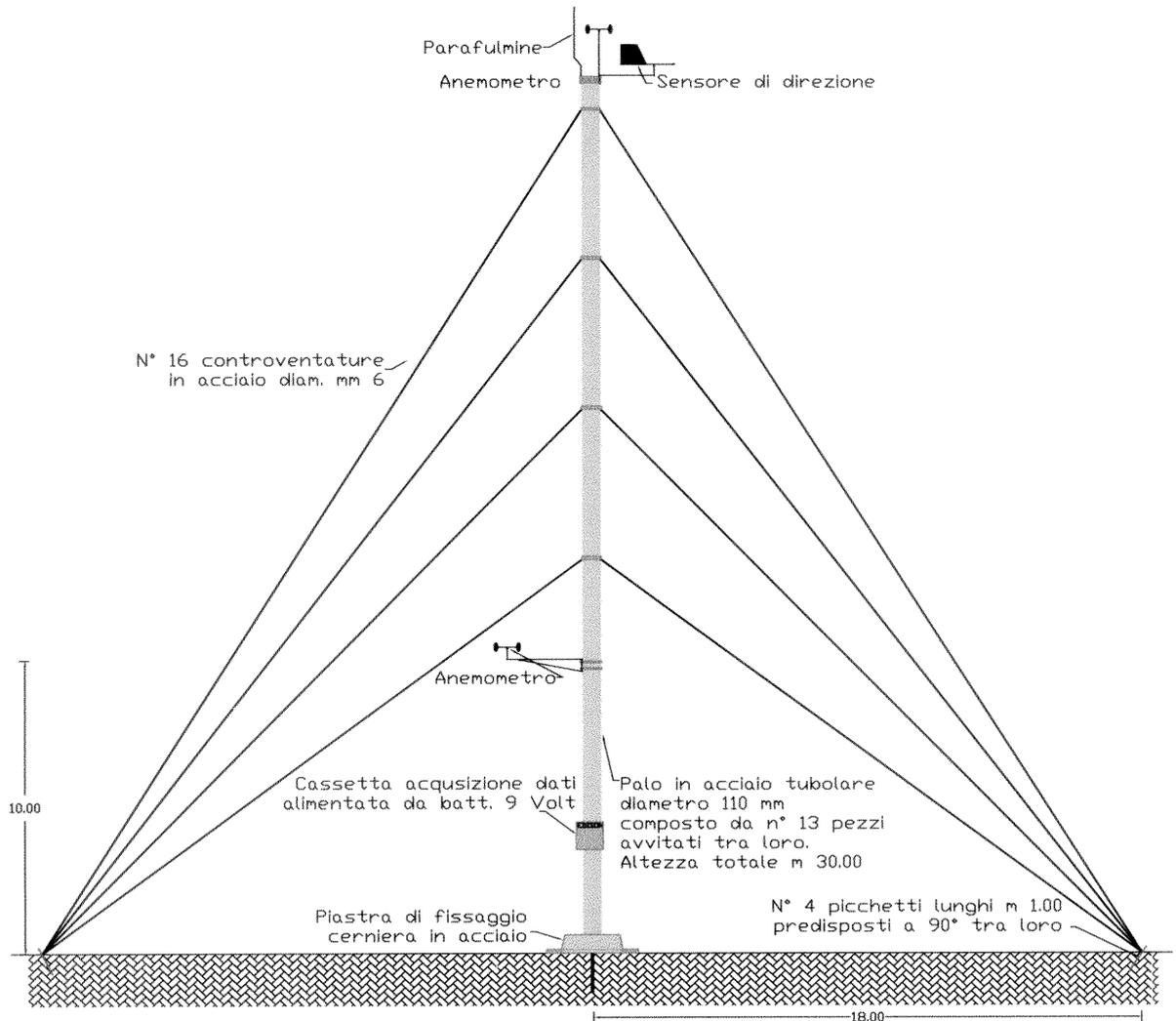


Figura 1.1/III – Stazione anemometrica tipo

L'installazione della stazione anemometrica non comporta la messa in opera di alcuna struttura permanente, quali fondazioni in calcestruzzo o ancoraggi speciali: l'estremità inferiore del palo è infatti incernierata ad una staffa metallica infissa direttamente nel terreno di campagna.

La stabilità del palo, innalzato in posizione verticale con l'aiuto di un automezzo dotato di verricello, è assicurata da una controventatura in cavi d'acciaio tesati e ancorati a picchetti d'acciaio infissi direttamente nel terreno.

Le torri tralicciate sono invece costituite da una base triangolare e da una serie di elementi (tralicci) di 3m ognuno. La prima fase del montaggio prevede il posizionamento della piastra di base e dei picchetti di fissaggio dei cavi. Si fissa il tramo base di colore rosso alla piastra con un perno e relativo fermo, mantenendo gli elementi stesi provvisoriamente a terra. Si compongono altri 2 trami intermedi di colore bianco e rosso e si procede a questo punto all'ancoraggio dei primi 3 cavi d'acciaio rispettivamente sui 3 lati del tramo superiore.

TORRE M 69/450

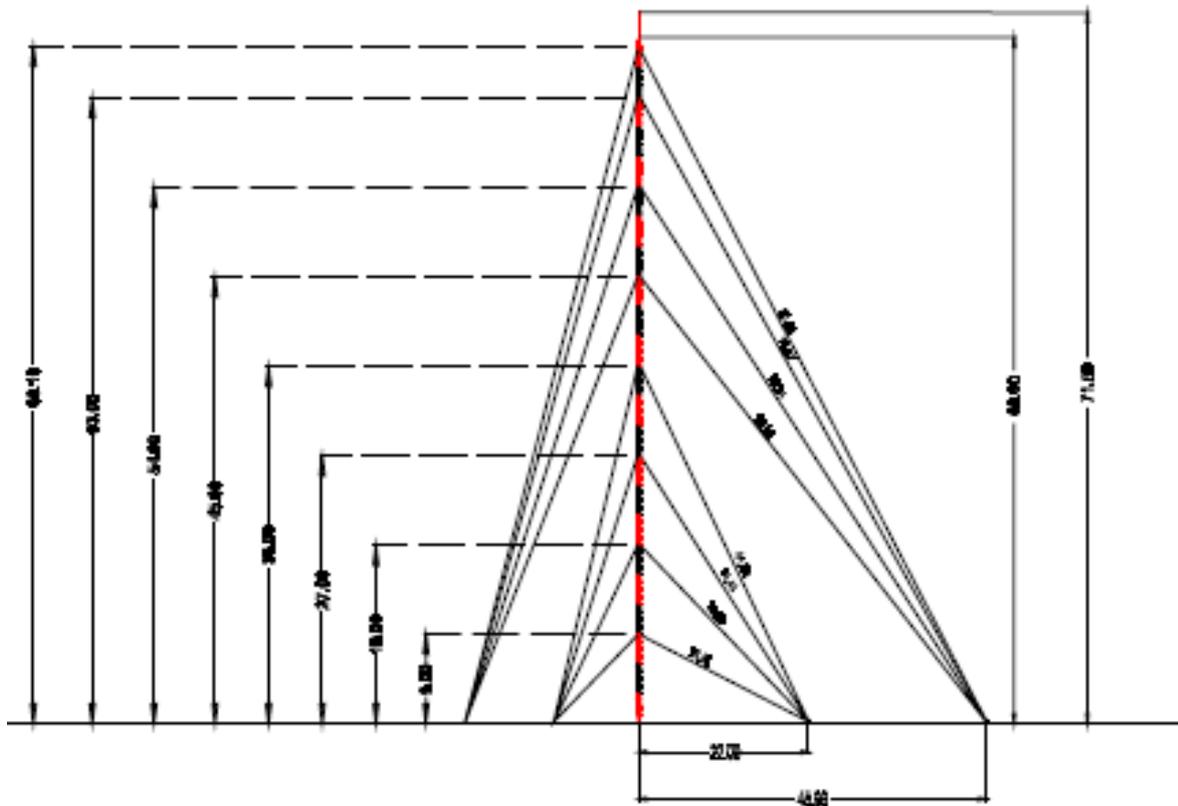


Figura 1.1/IV – Stazione anemometrica tralicciata

La seconda fase prevede l'innalzamento dei primi nove metri della torre manualmente, coordinando la squadra con una persona per ogni cavo e altre due che aiutano il sollevamento. Terminato il sollevamento si fissano i cavi ai rispettivi tirafondi con almeno 2 morsetti.

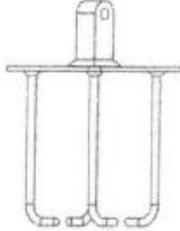
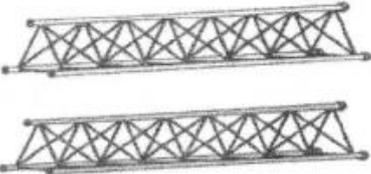
Codice	Descrizione	Codice	Descrizione
3120	Tramo Base M450 (rosso)	3124	Base M450 Basculante
			
3121 3122	Tramo medio M450 (bianco) Tramo medio M450 (rosso)		
		3125	Tirafondi M450
			
3123	Tramo punta M450 (rosso)		
			

Figura 1.1/V – Riferimenti strutturali

Dai nove metri in poi si prosegue alla composizione della torre con una o due persone che imbragato/i alla torre stessa, scala/no fino ad arrivare alla sommità. Lo scalatore posizionato in sicurezza ai 9 m, dopo aver fissato la carrucola, avvolge una corda e la passa agli operatori a terra, che vi agganceranno con idonei fermi il 4° tramo. Mediante la carrucola gli operatori inviano uno dopo l'altro i trami di torre che lo scalatore provvede a fissare avvitandoli a trami inferiori. A diverse altezze predefinite vengono inoltre fissati i cavi di acciaio.

Alla sommità si pone come per le torri tubolari il parafulmine e a fianco della base viene infisso nel terreno un dispersore di terra collegato tramite cavo di rame al parafulmine.

L'ultima fase prevede l'installazione di sensori e logger.

Una volta terminata la campagna anemologica la stazione anemometrica viene completamente rimossa, ripristinando lo stato naturale dei luoghi.

Da quanto detto sopra, si evince che l'installazione, il funzionamento e la dismissione della stazione anemometrica determinano un impatto ambientale minimo e completamente reversibile; in particolare, non è provocato alcun inquinamento né danni alla salute umana.

1.1.3 Caratteristiche tecniche degli strumenti misura

Gli strumenti di misura impiegati da EDISON RINNOVABILI S.P.A. in tutte le torri anemometriche e quindi anche in quelle installate sul crinale in analisi sono fornite dalla NRG System, Inc. (U.S.A) e dalla THIESCLIMA.

1.1.4 Identificazione delle Stazioni

Le stazioni anemometriche di EDISON RINNOVABILI S.P.A. vengono identificate da un codice alfanumerico (es. San Giorgio la Molara: 16SG, dove 16 è un codice alfanumerico progressivo e SG sono le iniziali del nome del Comune in oggetto).

La posizione delle singole torri nelle carte geografiche si determina sfruttando le coordinate UTM (UTM nord e UTM est) e l'altitudine: queste vengono acquisite per mezzo del GPS (Global Positioning System).

Si impiegano cartine riportanti l'intero territorio nazionale fino ad arrivare a carte molto dettagliate in scala 1:4000 atte anche all'individuazione fisica della torre.

1.1.5 Modalità di acquisizione e trattamento dei dati

Per l'acquisizione dei Dati Grezzi si utilizzano due possibili sistemi, il primo prevede l'utilizzo di schede magnetiche, che vengono prelevate direttamente sull'anemometro e sostituite in media ogni 30 - 60 giorni, mentre il secondo permette l'acquisizione in tempo reale dei dati mediante un sistema di telerilevamento via GSM.

Per il trattamento e la validazione dei dati grezzi viene utilizzato un software ad hoc (sviluppato e realizzato da EDISON RINNOVABILI S.P.A.) per il trattamento ed archiviazione dei dati. Tale software permette lo screening per via grafica degli andamenti dei dati campionati e l'esclusione di tutti i dati ritenuti non validi, nel caso si fossero verificati periodi di ghiaccio o guasti al sistema (guasto ai sensori o al datalogger). Nessun dato viene cancellato dal database, bensì tutti i dati vengono contrassegnati da un codice che identifica lo stato dato valido/dato non valido e che permette nelle successive analisi l'utilizzo dei soli dati affidabili.

1.1.6 Gestione della Rete Anemometrica

La rete anemometrica di EDISON RINNOVABILI S.P.A. è gestita da vari consulenti esterni, coordinati dalla nostra sede, distribuiti su tutto il territorio nazionale; essi si occupano dell'installazione, disattivazione, manutenzione ordinaria (sostituzione schede magnetiche e

batterie, controllo dello stato della stazione) e manutenzione straordinaria (ripristino della funzionalità della stazione e sostituzione sensori e cassetta acquisizione dati).

1.1.7 La procedura adottata (Micrositing)

Di norma la campagna anemologica inizia con l'installazione di una torre anemometrica il cui campionamento minimo è di circa un anno.

Durante questo periodo si analizzano i dati rilevati per decidere se proseguire o meno la campagna stessa; nel caso in cui la velocità media annuale del vento risulti idonea, si opta per la prosecuzione delle rilevazioni e l'eventuale installazione di altre torri anemometriche per poter così stimare il flusso del vento su tutta l'area prevista per il parco eolico. Questo processo prende il nome di micrositing.

Con i dati acquisiti è possibile valutare completamente l'idoneità del sito dal punto di vista della producibilità attesa.

1.1.8 Altezza degli Anemometri (Wind-shear)

Poiché le turbine hanno il mozzo ad un'altezza dal suolo generalmente compresa tra 50 e 100 m, è necessario calcolare la velocità media del vento attesa ad altezza mozzo a partire da quella rilevata dagli anemometri.

Se il sito fosse situato in un terreno pianeggiante e con pochi ostacoli la velocità del vento a quota mozzo si potrebbe calcolare impiegando la seguente relazione:

$$V_2 = V_1 * (H_2/H_1) ^ \alpha$$

dove:

- V_1 = velocità del vento a 10 metri dal suolo [m/s]
- V_2 = velocità del vento a quota mozzo [m/s]
- H_1 = 10 [m]
- H_2 = altezza mozzo [m]
- α = fattore di rugosità [grandezza adimensionale]

Nei casi in cui l'orografia del territorio sia complessa (come nel caso dei siti italiani), non è possibile usare la relazione precedente: si procede così all'installazione di una torre anemometrica con almeno un anemometro, che consente di acquisire dati di vento a due differenti altezze nello stesso punto, in modo da calcolare la curva di *wind-shear* in modo sperimentale. Nella figura in basso è riportato il flusso sopra una collina ideale con i profili del vento sopravvento e sulla cima: è indicata la lunghezza di scala che caratterizza il flusso,

ovvero la lunghezza caratteristica della collina L , e la massima crescita relativa di velocità ΔU .

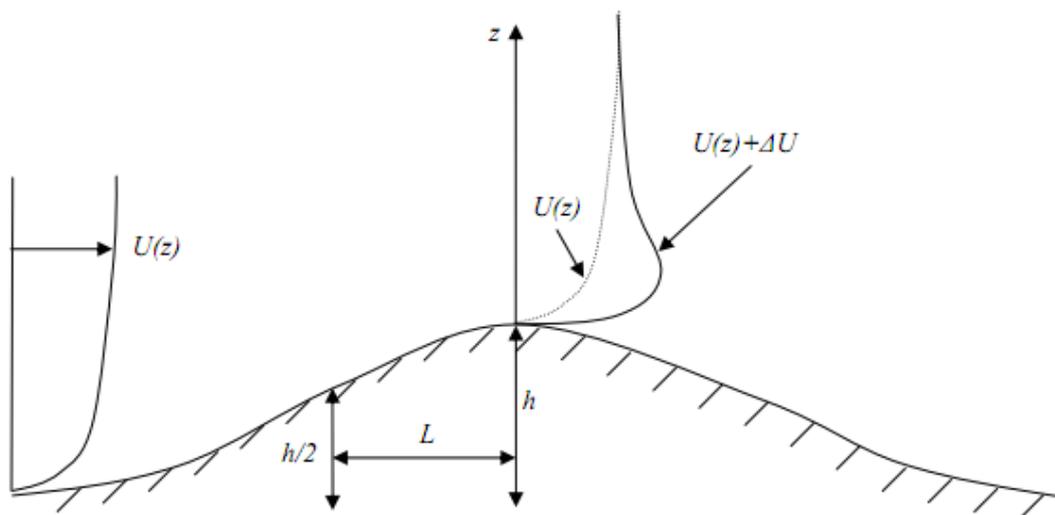


Figura 1.1/VI – Wind Shear

1.2 La Campagna Anemologica del crinale di Montazzoli

1.2.1 Individuazione dell'area di studio

L'impianto in fase di analisi è costituito da 16 aerogeneratori situati ad una quota media di circa 1283m s.l.m.. In basso riportiamo uno stralcio della mappa di ventosità dell'area di interesse, calcolata a 70m di altezza al di sopra del piano campagna, tratto dal rapporto *'Atlante eolico dell'Italia'* redatto dal CESI nel corso del progetto ENERIN.

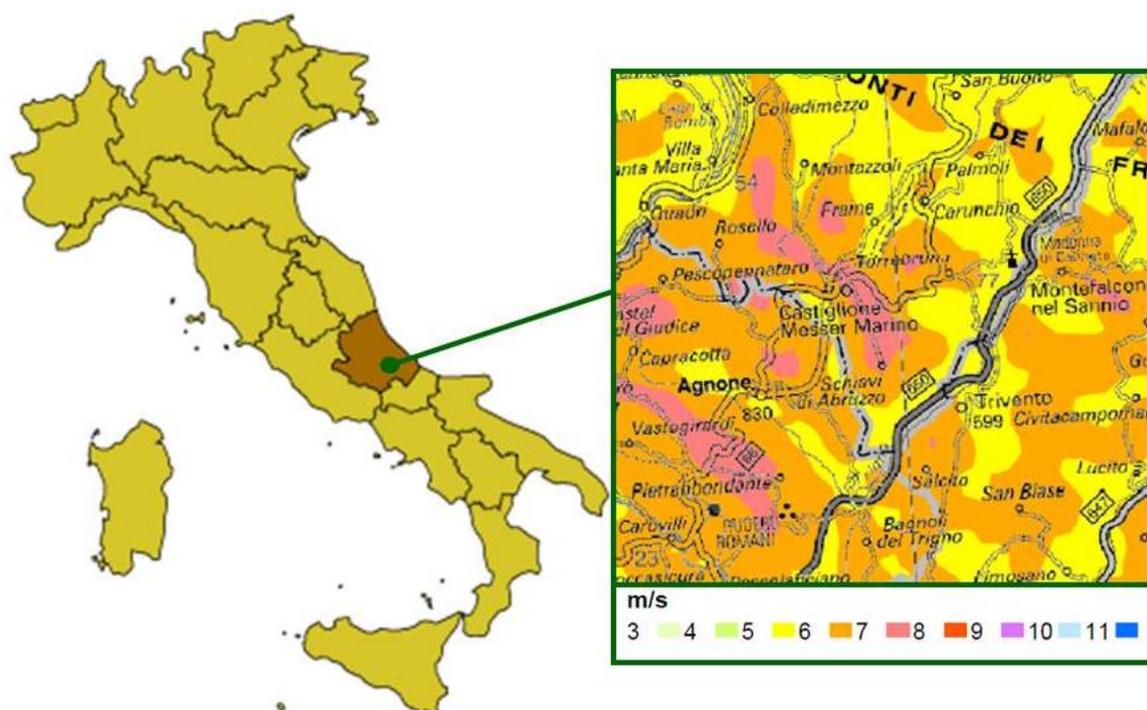


Figura 1.2/I – Area di insediamento dell’impianto

1.2.2 Strumenti utilizzati

La campagna anemologica è stata condotta con cinque postazioni della rete EDISON RINNOVABILI S.P.A. di altezza compresa tra i 10m e i 70m.

Le coordinate geografiche e le quote dei suddetti sensori sono:

Sigla	Coordinate		Quota (m)	Altezza sensori (m)	Dati dal
	UTM 33 – ED50 (m)				
	est	nord			
0214	453025	4635676	1185	10	05/1999
0239	450364	4641043	1318	10	05/2000
0244	455472	4637966	1153	10	05/2000
0238	457385	4631033	1170	10	05/2000
0505	454634	4639064	1317	70	09/2013

I dati di vento sono stati rilevati negli anni con anemometri NRG e THIESCLIMA e banderuole NRG, e vengono registrati sottoforma di velocità media ogni 10 minuti e direzione del vento (ognuna con la propria deviazione standard) da data loggers NOMAD2 della Secondwind.

I dati misurati vengono trasformati in automatico con la seguente funzione di trasformazione:

$$\text{Dati di velocità del vento [m/s]} = 0,7636933 [(m/s)/Hz] * \text{Dati di frequenza [Hz]}$$

Inoltre si utilizza una funzione di aggiustamento specifica per la calibrazione dell'anemometro adottato per ottenere la velocità del vento corretta:

$$\text{Velocità del vento corretta [m/s]} = X * \text{Dati di velocità del vento [m/s]} + Y [m/s]$$

Dove i parametri X e Y vengono desunti dai rapporti di calibrazione dei sensori;

Dai rapporti di calibrazione, riportati in allegato, è possibile desumere anche le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dalla strumentazione utilizzata.

Si sottolinea che all'anemometro 70 m attualmente installato se stanno per aggiungere altri due, della medesima altezza, in modo da procedere a ulteriori misurazioni su tutti e tre i crinali coinvolti dal progetto delle integrali ricostruzioni.

1.2.3 Anemometro di riferimento

E' un anemometro scelto a priori fondamentale per la destagionalizzazione della velocità media.

I dati sono inoltre stati correlati con altri anemometri storici della rete anemometrica Edison Rinnovabili S.p.A. per avere conferma della rappresentatività del sito.

sensore	L6CM
Vmed dati misurati (m/s)	6.4
n°giorni misurati	3933
Vmed destagionalizzata dati correlati	6.5
deviazione standard	6.1%

1.2.4 Dati di vento

I dati grezzi rilevati, ovvero intensità media e direzione del vento ogni dieci minuti, vengono registrati su schede apposite da un data logger contenuto in una cassetta posta alla base della torre; una volta scaricati, è possibile effettuare la validazione, ovvero un controllo manuale dei dati, i quali vengono poi elaborati con un programma interno chiamato “Trattamento dati anemologici” che li restituisce sottoforma di tabelle A.R.P.A. riassuntive dei parametri anemologici del periodo.

Per effettuare delle analisi più sofisticate, si possono utilizzare direttamente i dati giornalieri contenuti in database protetti, nei quali sono stati salvati tutti i dati (velocità media e massima, direzione e deviazione standard) rilevati dalla rete anemometrica di EDISON RINNOVABILI S.P.A..

1.2.5 Flusso del vento

Per tenere conto della complessità orografica del sito e dell'effetto topografico si ricorre all'utilizzo di software commerciali che implementano dei modelli matematici in grado di simulare tridimensionalmente il campo di vento dell'area in esame. La necessità di tali sistemi nasce dal fatto che le misure possono essere prodotte solo puntualmente e le variazioni del profilo del flusso ventoso possono essere grandi anche su piccole distanze; il loro utilizzo permette perciò l'estrapolazione di intensità e direzione del vento in punti dello spazio diversi da quello di rilevazione iniziale, riuscendo a valutare l'influenza della conformazione orografica locale sul profilo di vento stimato.

Conoscendo le coordinate geografiche, le quote delle postazioni di tutti gli aerogeneratori e i valori ricavati con le analisi anemologiche appena viste, è possibile stimare la velocità media del vento destagionalizzata all'altezza del mozzo prevista per ogni macchina.

Il valore più significativo per le nostre stime risulta essere la velocità media destagionalizzata ricavata come media fra quelle calcolate sulle posizioni di tutti gli aerogeneratori all'altezza del mozzo; tale valore inoltre è il risultato delle analisi precedentemente descritte, e risulta pari a :

$$V_{med_IMPIANTO_def} = 6.8 m/s$$

2 STIME DI PRODUCIBILITÀ ENERGETICA

Dalle stime anemologiche presentate nel precedente capitolo, è possibile procedere con le stime di producibilità utili per valutare anche la convenienza economica dell'impianto: per queste considerazioni vengono analizzate, insieme alle caratteristiche topografiche e anemologiche già viste, le specifiche tecniche degli aerogeneratori scelti per l'installazione.

2.1 Correzione della curva di potenza

La curva di potenza (ovvero il grafico della potenza in uscita per ogni velocità del vento) garantita dall'aerogeneratore scelto fornita dal costruttore è valida per una densità dell'aria standard pari a $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$; risulta dunque necessario apportare una correzione in base alla densità prevista nella zona dell'impianto, stimabile in funzione della quota media del sito e della temperatura media (15°C).

Si calcola quindi per un sito a quota 800m slm una $\rho = 1.09 \text{ kg/m}^3$ e la curva di potenza subisce una correzione del tipo di quella rappresentata in Figura 2.1/I.

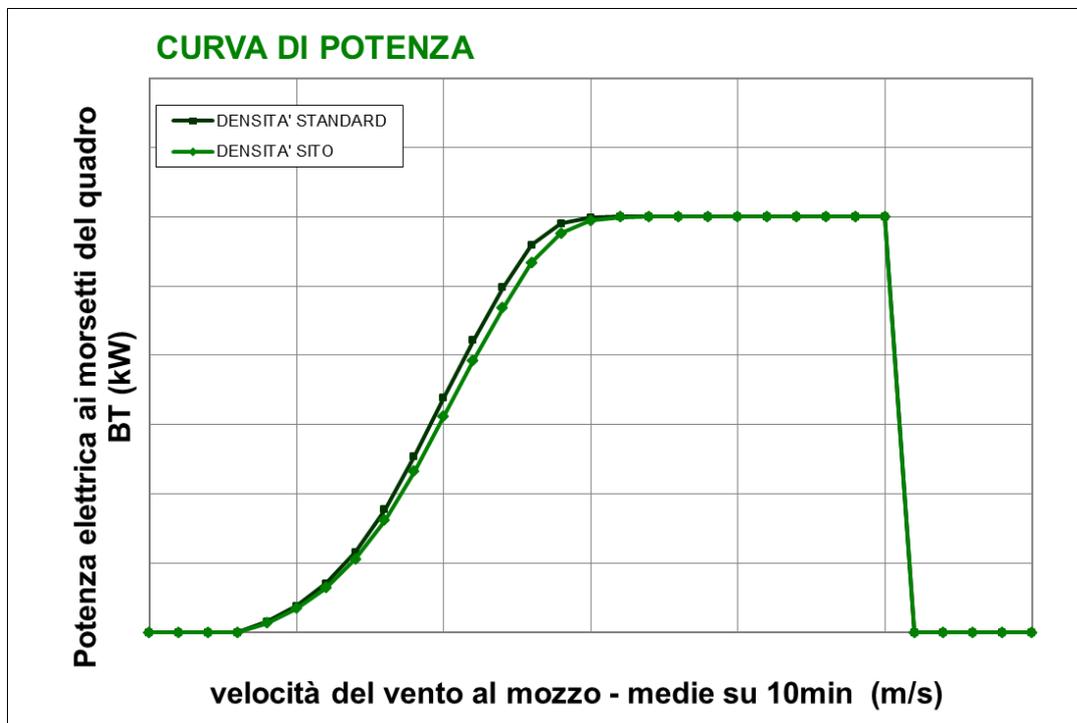


Figura 2.1/I – Curva di potenza corretta

Oltre alla correzione sulla curva di potenza nel processo di calcolo è stata considerata la perdita per effetto scia; si consideri che ogni macchina quando viene investita dal flusso di vento, estrae l'energia in esso contenuta, provocando però un rallentamento della corrente a valle della macchina stessa. Gli aerogeneratori posti a valle saranno perciò investiti da un flusso di vento inferiore, perché rallentato, e potranno convertire in energia elettrica un potenziale inferiore.

Come detto dietro ad una turbina eolica in funzione, la velocità media del vento è ridotta a causa dell'estrazione di energia da parte della turbina a monte, pertanto per ciascuna turbina si è applicato un modello che dalle coordinate del layout quantifica l'eventuale disturbo arrecato dalle altre per ogni direzione del vento e per la relativa percentuale di energia stimata.

2.2 Distribuzione del Vento

E' oramai assodato che nel lungo periodo il vento segue una distribuzione assimilabile a quella nota di Weibull, funzione di due parametri, "k" e "c": il primo si può prendere direttamente dalla tabella A.R.P.A. (**k = 1.3**), ed è fondamentale per ricavare il secondo, per il quale è necessario conoscere anche la velocità media di riferimento per il nostro impianto (**V_{med-def} = 6.8 m/s**). Si ricava così un valore di **c = 7.3**, e la distribuzione di Weibull risulta quindi quella rappresentata nella seguente Figura 2.1/II.

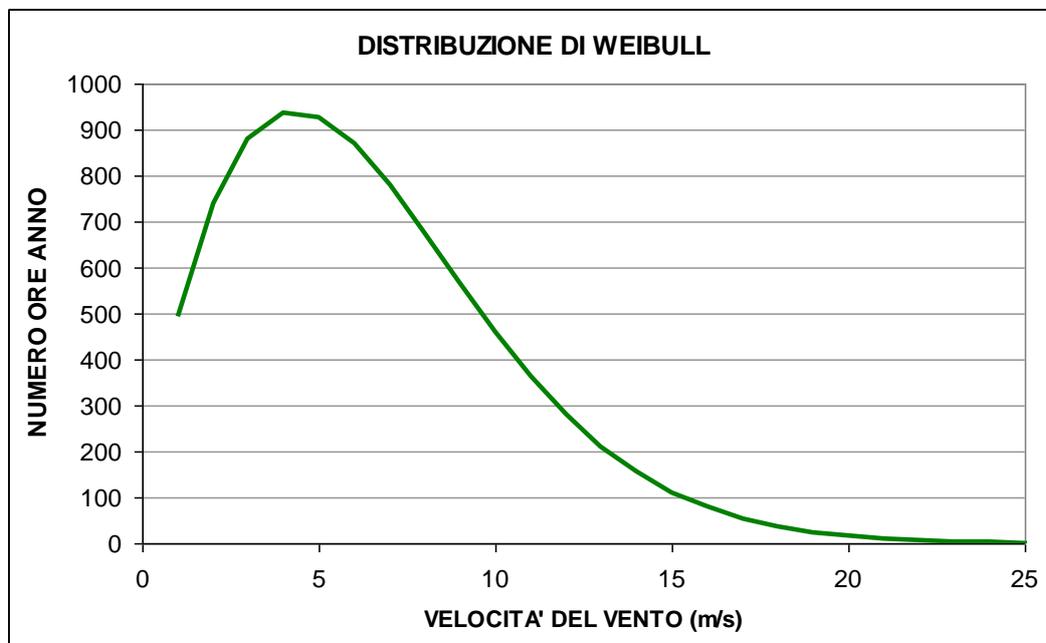


Figura 2.1/II – Distribuzione di Weibull

E' interessante vedere come varia la distribuzione in funzione di k: si può notare come per una velocità media di 6 m/s e un k variabile tra 1.2 e 2 non siano riscontrabili differenze rilevanti (seguinte Figura 2.1/III)

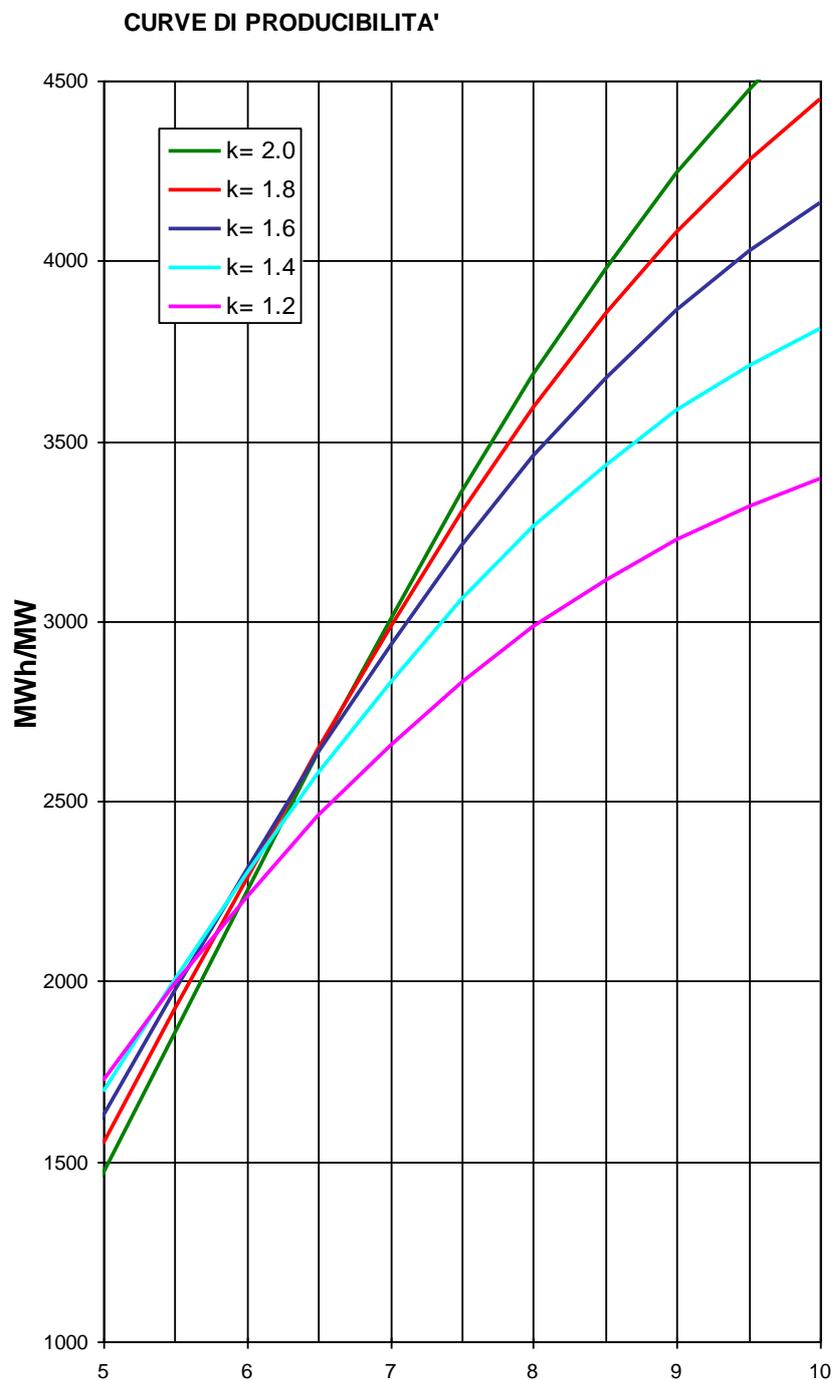


Figura 2.1/III – Curve di producibilità

2.3 Producibilità netta

Si è così giunti alla stima della producibilità lorda media degli aerogeneratori dell'impianto; è possibile esprimere lo stesso valore sotto forma di producibilità lorda specifica, ovvero riferita ad ogni MW installato:

$$Prod_{lorda_specif} = Prod_{lorda_impianto} / Pot_{nom_impianto}$$

$$Prod_{lorda_specif} = 85,03 * 1000 / 33,6 = 2531 MWh/MW$$

Per ottenere il valore netto della produzione specifica prevista, è necessario considerare tutte le perdite, a partire dalle perdite elettriche (cavidotto MT-consegna in AT) pari al 4%. A queste vanno aggiunte quelle per mancata disponibilità del sistema WTG+BOS pari al 4% e infine altre perdite relative agli effetti orografici stimate in base all'esperienza, analizzando l'indice di turbolenza del vento, del windshear, delle condizioni climatiche, pari al 2%.

Otteniamo in tal modo la produzione netta specifica prevista:

$$Perd_{tot} = Prod_{lorda_specif} * Perdite (elett+disp+orog) / 100$$

$$Perd_{tot} = 85,03 * 9 / 100 = 7,6 MWh/MW$$

$$Prod_{netta_specif} = 2531 - 7,6 = \mathbf{2523,4 MWh/MW}$$

Moltiplicando questo risultato per la potenza nominale dell'impianto si ottiene il risultato finale cercato, la producibilità netta totale:

$$Prod_{netta_TOT} = Prod_{netta_specif} * Pot_{nom_tot}$$

$$Prod_{netta_TOT} = 2523,4 * 33,6 / 1000 = \mathbf{85 GWh/anno}$$