



Città di CASARANO

Provincia di Lecce

www.comunedicasarano.com

SETTORE SVILUPPO LOCALE
Servizio Pianificazione del Territorio

“Project Mini Eolico”

STUDIO DI FATTIBILITÀ

1. Introduzione

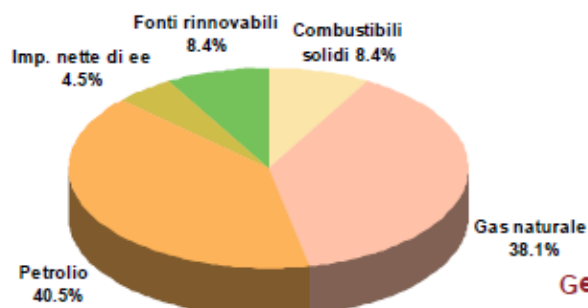
Nel corso degli ultimi anni è stata dedicata crescente attenzione, sia da parte delle autorità che degli operatori, alla produzione di energia da fonti rinnovabili. La ricerca di uno sviluppo sostenibile include sempre più, tra le opzioni strategiche, l'uso crescente di fonti rinnovabili (d'ora in avanti FER). L'importanza dell'utilizzo sempre crescente delle FER è strettamente collegato alla possibilità che il sistema economico mondiale attui un processo progressivo di sviluppo sostenibile, soprattutto in relazione a tematiche ambientali di grande rilevanza, quali, in primo luogo, la questione del cambiamento climatico. Da alcuni studi di scenari energetici di lungo periodo, effettuati a livello internazionale, emerge un trend di aumento della produzione e utilizzo delle FER crescente nel tempo: nel 2050, la gran parte degli scenari ne prevedono un consumo almeno triplo rispetto all'anno base (il 1990, anno nel quale il consumo mondiale di energia da fonti rinnovabili era stimato intorno ai 1500 Mtep) ed in nessuno degli scenari il consumo è meno che doppio.

2. La domanda di energia in Italia da Gennaio a Giugno 2009

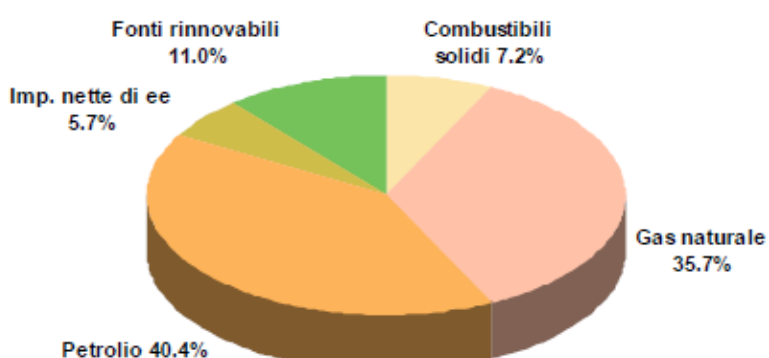
Il primo semestre del 2009 è stato caratterizzato dal progressivo aggravarsi della crisi economica. Il Pil ha fatto registrare in entrambi i trimestri una diminuzione tendenziale del 6%; tuttavia, misurata in termini congiunturali, la caduta del prodotto nel secondo trimestre si è assestata sul -0.5% ad indicare che è stato raggiunto il punto di minimo e che il quadro economico potrebbe iniziare a recuperare. La maggior parte delle perdite di valore aggiunto si è concentrata nei settori industriali ad alta intensità energetica causando una contrazione del fabbisogno energetico nazionale del 6.7%. La domanda di gas è diminuita del 12.7% rispetto al primo semestre del 2008. Il modesto aumento di consumi nel settore residenziale (+1.7%) non è bastato a compensare le perdite che si sono verificate tanto nel settore industriale (-22%) quanto nel termoelettrico (-24.6%). I consumi di prodotti petroliferi si sono ridotti complessivamente del 7%. Sono diminuiti gli impieghi nel settore trasporti - benzina e gasolio hanno fatto segnare -4.6% - ma anche nella petrolchimica (-20.4%), nella trasformazione in energia elettrica (-2%) e nell'industria (-17.8%). La domanda di carbone (-20%) ha risentito della crisi industriale, ma soprattutto del crollo della produzione elettrica nazionale (-12.4%). Sono infatti aumentate le importazioni nette di elettricità (+16.7%) a scapito della produzione da idrocarburi (-20%), mentre quella da fonti rinnovabili ha continuato a crescere (+24.4%), contribuendo, anche se marginalmente, a ridurre le emissioni di CO₂ del 10.3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 11 Mtep del 1995 ai 14 Mtep del 2003, con un aumento del 23% circa nell'intero periodo (in media, + 2,9% ogni anno). Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è quasi triplicata, passando da poco più del 10% a oltre il 25% del totale delle rinnovabili. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta nel 2003 a circa 48 TWh, pari al 14% del consumo interno lordo di energia elettrica e a più del 16% della produzione lorda interna (293,9 TWh). Rispetto all'anno precedente, si assiste ad una contrazione della produzione di elettricità da FER, imputabile esclusivamente al ridotto contributo della fonte idroelettrica. Tutte le altre fonti energetiche rinnovabili hanno fatto registrare tassi di incremento annui positivi. In tabella 2 si riportano i dati relativi all'andamento della produzione dal 1995 al 2003.

Consumi di energia in fonti primarie

Gennaio - giugno 2008 = 99.18 Mtep

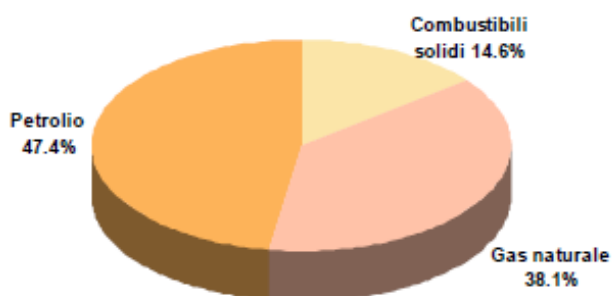


Gennaio - giugno 2009 = 92.50 Mtep (-6.73%)

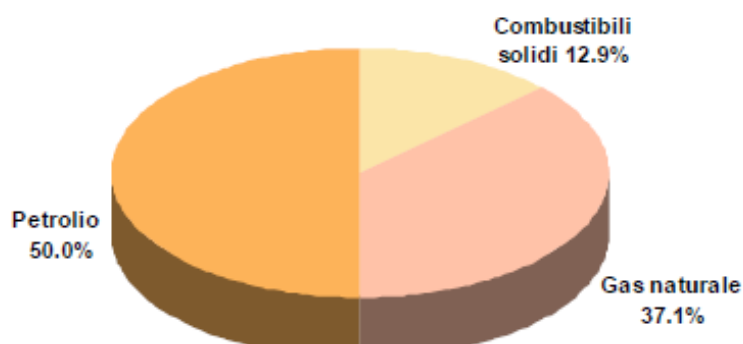


Emissioni di co2 da impieghi per combustione

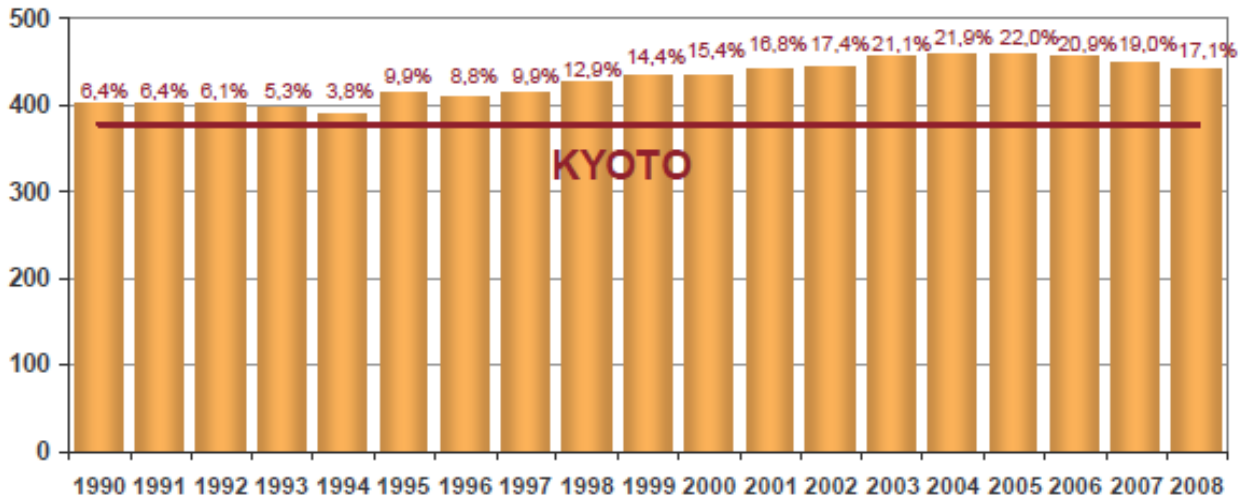
Gennaio - giugno 2008 = 228.54 Mton



Gennaio - giugno 2009 = 205.09 Mton (-10.3%)



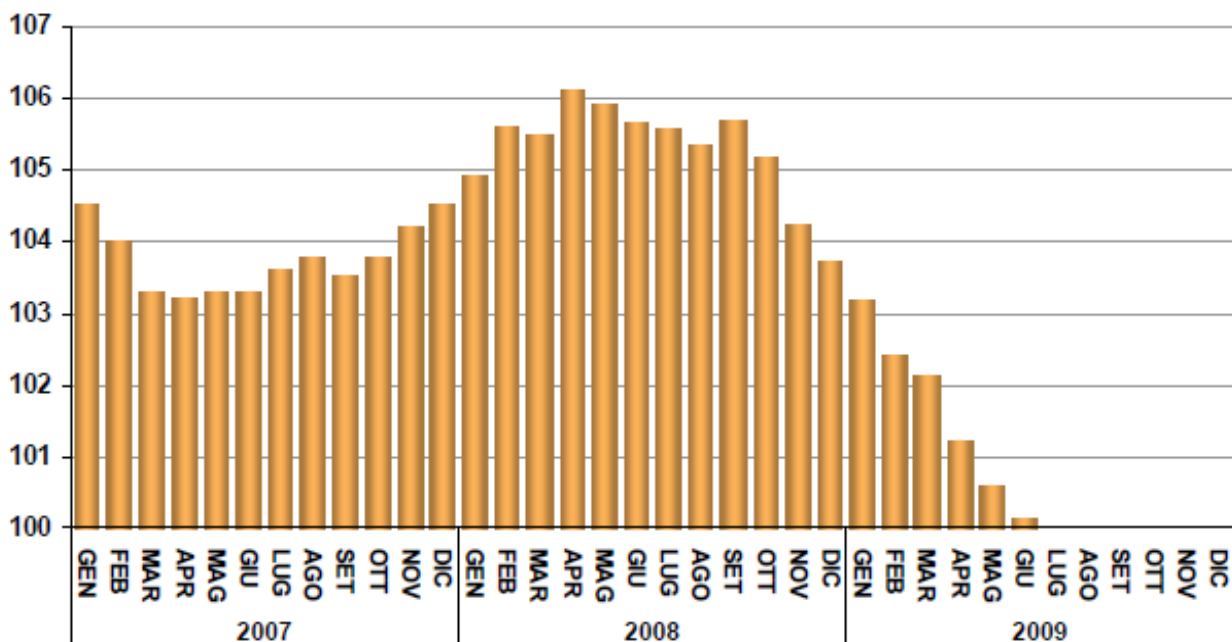
Emissioni di CO2 (Milioni di tonn)



Le % rappresentano la distanza per ogni anno dall'obiettivo di Kyoto.

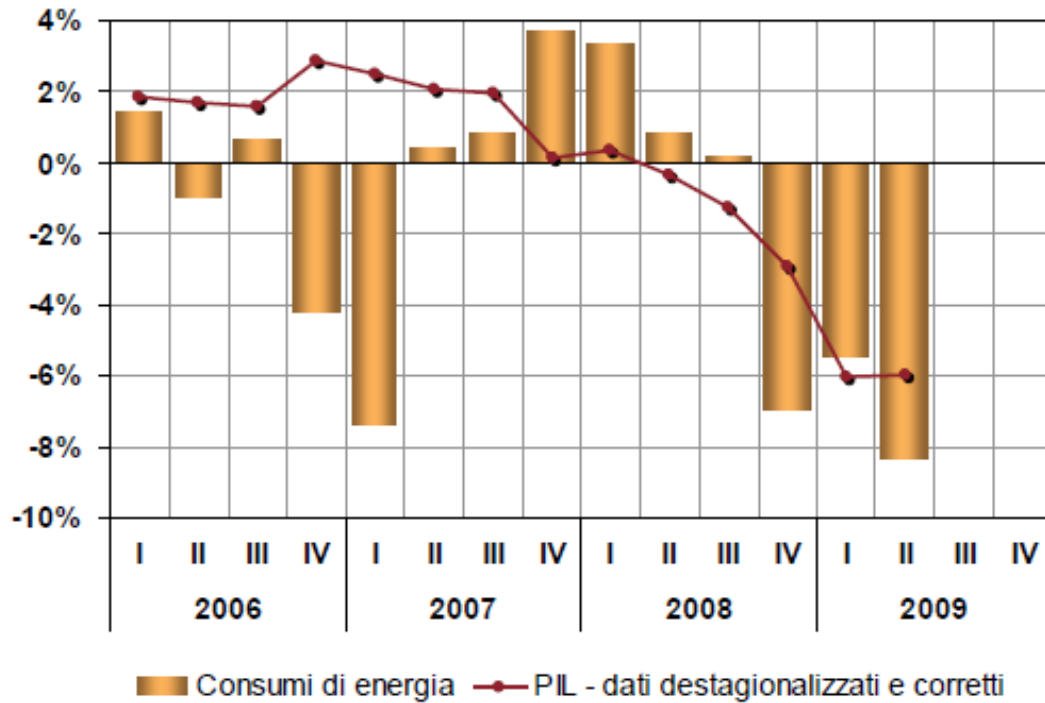
L'obiettivo del protocollo di Kyoto è relativo alle emissioni di anidride carbonica e altri gas ad effetto serra. I dati relativi agli anni 2007 e 2008 sono stime Eni.

Indice dei Consumi Nazionali di Energia Media mobile a 12 termini (Anno 2000=100)

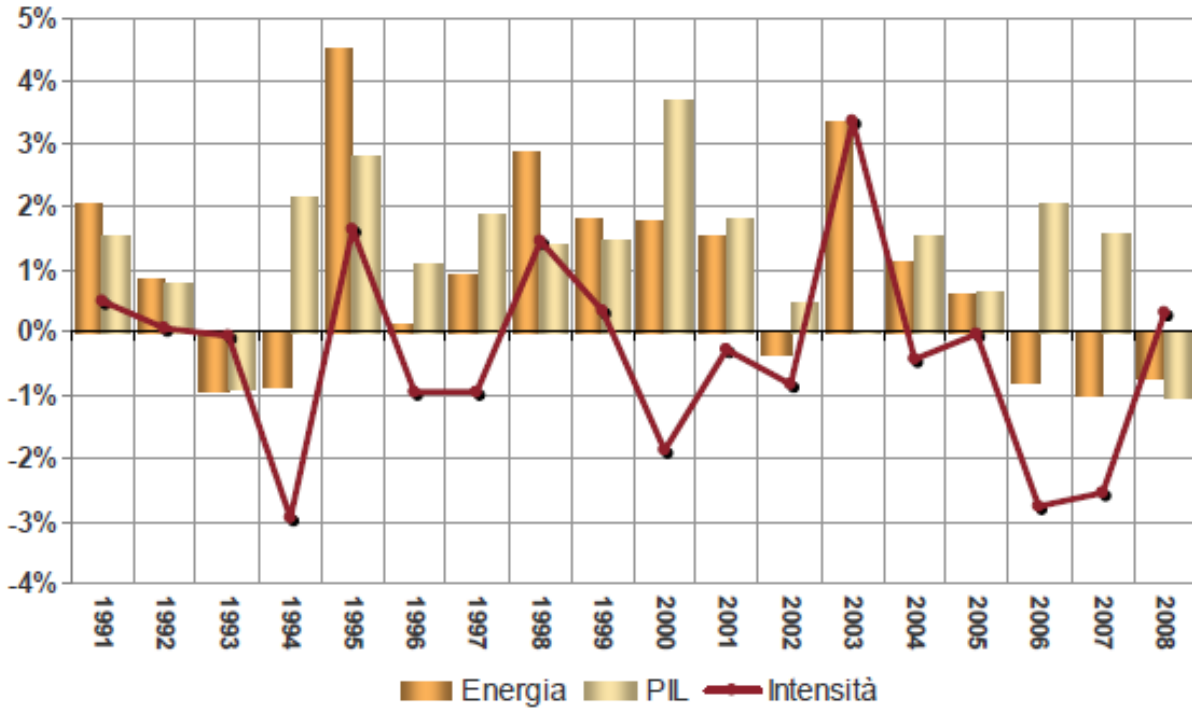


Energia e PIL

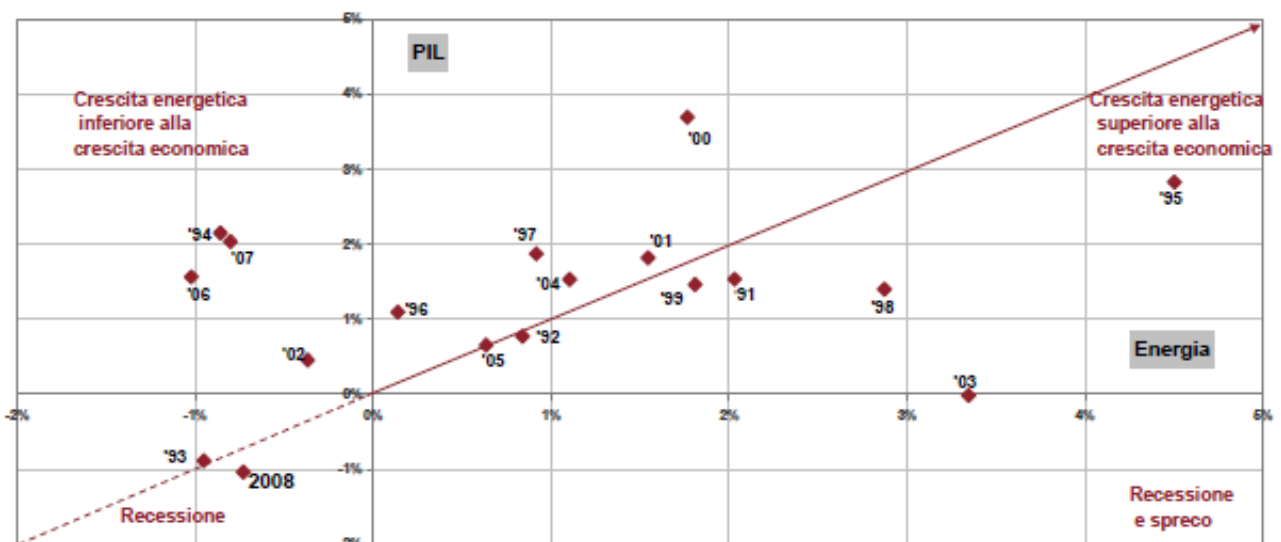
(variazioni % sul corrispondente trimestre dell'anno precedente)



Energia, Pil e Intensità energetica (variazioni % sull'anno precedente)



Energia ed Economia. Totale fonti primarie e PIL dal 1990 al 2008 (variazioni % sull'anno precedente).



3. Energia elettrica da fonti rinnovabili

Nel 2009 in Italia è aumentata la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con un incremento del 13% rispetto al 2008. Si è così passati da 58,16 TWh registrati a fine 2008 a circa 66 TWh stimati a fine 2009. Ad oggi, l'energia prodotta da fonti rinnovabili copre un quinto del fabbisogno nazionale.

È quanto emerge dalle prime stime di fine anno, elaborate del Dipartimento Energia del Ministero dello Sviluppo Economico, intersecando i risultati dell'attività di dispacciamento di Terna e quella di qualifica degli impianti per l'incentivazione fatta dal GSE-Gestore Servizi Energetici. L'accelerazione maggiore tra le fonti rinnovabili si registra nella produzione di energia solare da impianti fotovoltaici, che da un anno all'altro è passata da 193 GWh a circa 1.000 GWh del 2009, con un incremento di oltre il 400%. **Rilevante pure il dato di produzione del settore eolico, che è passato da 4.861 GWh del 2008 a circa 6.600 GWh dell'anno scorso, con un aumento del 35%.** Altrettanto indicativo il dato relativo alla produzione degli impianti alimentati da biomasse: dai 5.966 GWh del 2008 si è arrivati ad una stima di circa 6.500 GWh del 2009, con un incremento del 10%. Contribuisce, infine, in maniera significativa e continuativa l'apporto degli impianti idroelettrici che, grazie alle opere di rifacimento delle infrastrutture esistenti e alla ottima idraulicità registrata lo scorso anno, hanno registrato un aumento della produzione del 13%, da 41.623 GWh a circa 47.000 GWh. Grazie a tali incrementi, la produzione da fonti rinnovabili ha pertanto coperto nel 2009 circa il 20% del consumo interno lordo di energia elettrica del nostro Paese, rispetto al 16,5% del 2008, dato che sconta la flessione dei consumi registrata nel corso dell'anno.

3.1 Impianti Eolici e dati GSE al 31 Dicembre 2008 (fonte GSE)

Impianti eolici

Un impianto eolico è costituito da una o più turbine (aerogeneratori) che trasformano l'energia cinetica del vento in energia elettrica, operando attraverso il semplice principio di seguito illustrato. Il vento fa ruotare un rotore, normalmente dotato di due o tre pale collegate ad un asse orizzontale. La rotazione è successivamente trasferita, attraverso un apposito sistema meccanico di moltiplicazione dei giri, ad un generatore elettrico e l'energia prodotta, dopo essere stata adeguatamente trasformata ad un livello di tensione superiore, viene immessa nella rete elettrica. Le turbine eoliche sono montate su una torre, sufficientemente alta per catturare maggiore energia dal vento ed evitare la turbolenza creata dal terreno o da eventuali ostacoli. La caratterizzazione della ventosità di un sito rappresenta un fattore critico e determinante per decidere la concreta fattibilità dell'impianto. Infatti, tenuto conto che la produzione di energia elettrica degli impianti eolici risulta proporzionale al cubo della velocità del vento, piccole differenze nelle caratteristiche anemometriche del sito possono tradursi in notevoli differenze di energia realmente producibile.

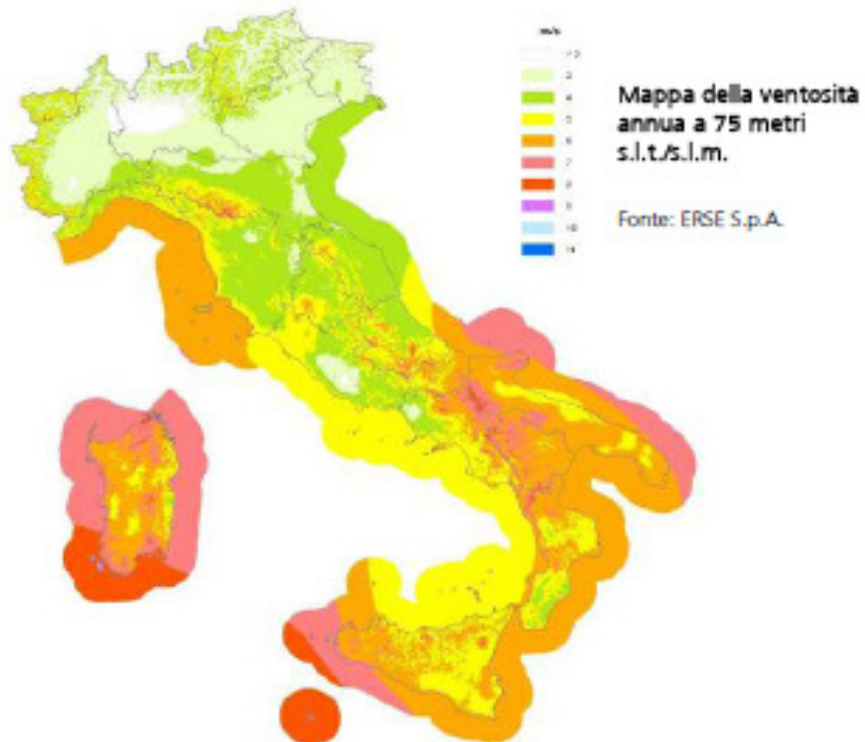
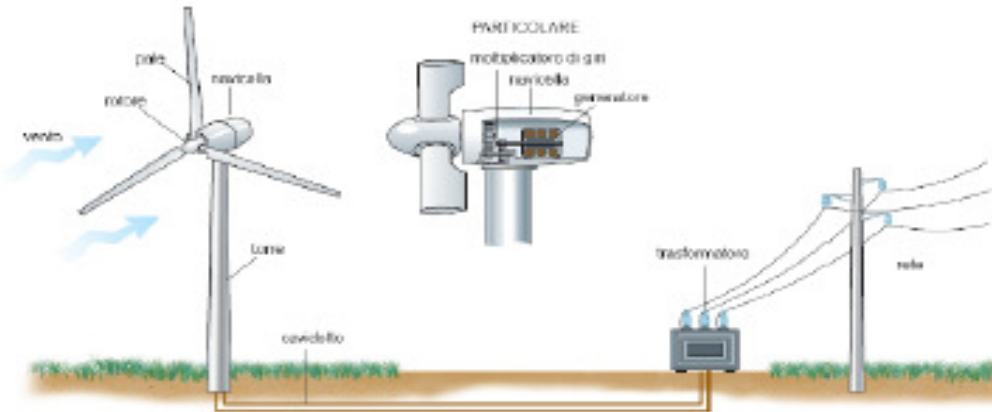
Le turbine eoliche possono suddividersi in classi di diversa potenza, in relazione ad alcune dimensioni caratteristiche:

- macchine di piccola taglia (1-200 kW): diametro del rotore, 1- 20 m; altezza torre, 10 – 30 m;
- macchine di media taglia (200 – 800 kW): diametro rotore, 20 – 50 m; altezza torre, 30 – 50 m;
- macchine di grande taglia (oltre 1000 kW): diametro rotore, 55 – 80 m; altezza torre, 60 – 120 m.

Le macchine eoliche di piccola taglia possono essere utilizzate per produrre elettricità per singole utenze o gruppi di utenze, collegati alla rete elettrica in bassa tensione o anche isolati dalla rete elettrica. Le macchine di media e grande taglia sono utilizzate

prevalentemente per realizzare centrali eoliche o “fattorie del vento” (“wind farm”) collegate alla rete di media oppure di alta tensione.

Schema impianto eolico



Produzione degli impianti eolici in Italia dal 2004 al 2008

	2004	2005	2006	2007	2008	Var (%) Produzione 2008/2007
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Abruzzo	176.500	177.800	210.200	236.508	243.758	3,1
Basilicata	157.000	147.700	173.600	262.028	283.786	8,3
Calabria	-	-	-	16.971	115.156	578,5
Campania	519.800	560.500	653.200	777.628	990.944	27,7
Emilia Romagna	3.700	2.200	3.000	3.589	3.222	-10,2
Friuli-Venezia Giulia	-	-	-	-	-	-
Lazio	1.900	5.900	9.700	9.849	13.115	33,2
Liguria	4.100	8.700	8.400	16.797	17.118	1,9
Lombardia	-	-	-	-	-	-
Marche	-	-	-	-	-	-
Molise	60.200	56.900	95.900	145.135	172.476	18,8
Piemonte	-	-	-	-	-	-
Puglia	545.000	586.500	746.400	1.077.316	1.316.880	22,2
Sardegna	218.200	409.300	575.200	590.155	615.611	4,3
Sicilia	152.200	382.300	488.700	654.744	1.043.970	22,1
Toscana	4.300	3.000	3.900	37.134	36.009	-3,0
Trentino-Alto Adige	-	100	100	3.508	4.215	20,2
Umbria	3.600	2.600	2.400	2.997	3.053	1,9
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-
Veneto	-	-	-	2	4	76,3
Totale	1.846.500	2.343.500	2.970.700	4.034.959	4.861.917	20,5

Nel quinquennio 2004-2008 la produzione di impianti eolici in Italia è cresciuta ad un tasso medio annuo pari al 27%. La Puglia mantiene il primato in termini di produzione regionale sul totale nazionale pari al 27% nel 2008, malgrado la sua quota fosse pari al 30% nel 2004. Segue la Sicilia col 21%, che dal 2007 ha sopravanzato la Campania (20%). Insieme alla Sardegna (13%), queste quattro regioni rappresentano l'82% della produzione totale.

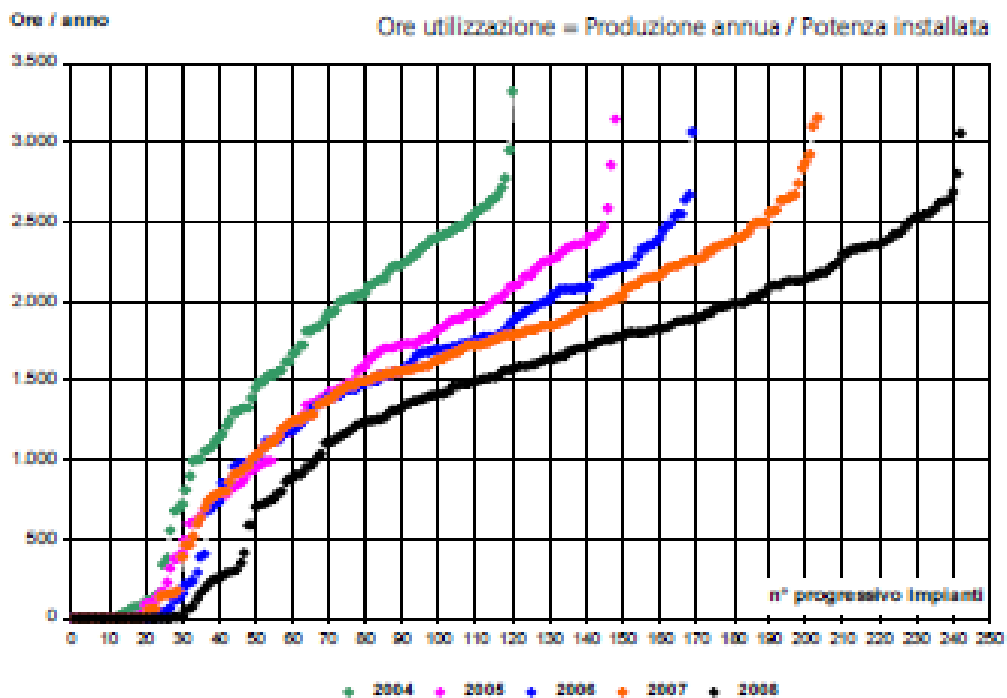
Potenza lorda e numerosità degli impianti eolici in Italia nel 2007 e 2008

	2007		2008		Var (%) Potenza 2008/2007
	MW	Impianti	MW	Impianti	
Abruzzo	154,79	16	154,79	16	0,0
Basilicata	155,50	10	209,53	12	34,7
Calabria	138,60	5	191,29	7	38,0
Campania	458,50	39	652,52	47	43,3
Emilia Romagna	3,50	2	3,52	2	0,4
Friuli-Venezia Giulia	-	0	-	0	-
Lazio	9,00	4	9,00	4	-
Liguria	8,90	6	11,30	7	27,0
Lombardia	-	0	-	0	-
Marche	-	0	-	0	-
Molise	98,60	12	163,45	16	65,8
Piemonte	-	0	-	0	-
Puglia	639,90	47	861,66	58	34,7
Sardegna	383,30	22	453,28	25	18,3
Sicilia	630,90	31	794,62	39	25,0
Toscana	28,06	3	28,06	3	0,0
Trentino-Alto Adige	3,00	2	3,00	2	-
Umbria	1,50	1	1,50	1	-
Valle d'Aosta	-	0	-	0	-
Veneto	0,06	3	0,06	3	0,0
Totale	2.714,11	203	3.537,58	242	30,3

L'incremento della potenza istallata è dovuto alle 39 nuove istallazioni di cui il 69% situate in Puglia, Campania e Sicilia. La ripartizione per classe di potenza è la seguente:

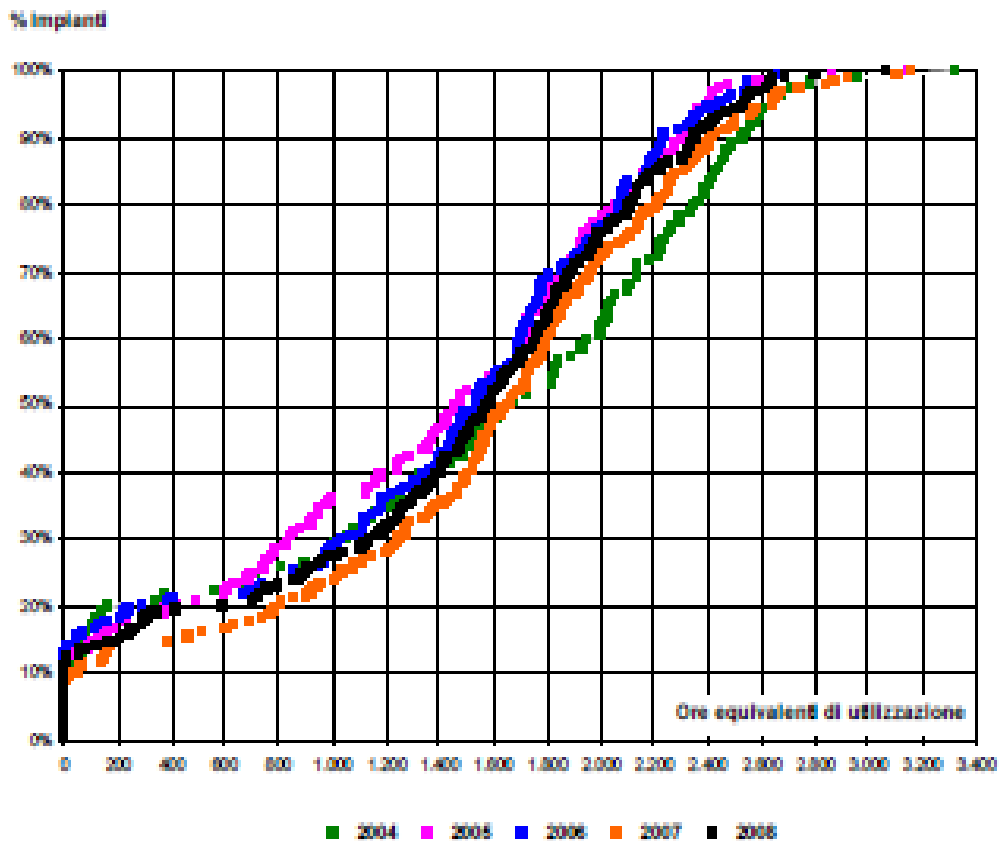
- 11 impianti tra 0 e 12 MW
- 14 impianti tra 12 e 24 MW
- 14 impianti maggiore di 24 MW.

Ore di utilizzazione degli impianti eolici in Italia



Nel quinquennio 2004-2008, la numerosità degli impianti è più che raddoppiata passando dai 120 impianti presenti in Italia nel 2004 ai 242 attuali. Il tasso di crescita medio annuo è stato pari al 19% con 39 impianti installati solo nell'ultimo anno. Nel 2008 si contano 91 impianti con oltre 1.800 ore di utilizzazione, con una crescita media annua del 10%. Questa percentuale è influenzata dalla performance dimostrata tra il 2006 e il 2007, quando gli impianti caratterizzati da ore di utilizzazione maggiori di 1.800 sono aumentati del 53% (81 nel 2007 a fronte dei 53 del 2006). Il numero di impianti con ore di utilizzazione pari a 0 (ossia con produzione nulla) è in ogni anno intorno al 10% del totale.

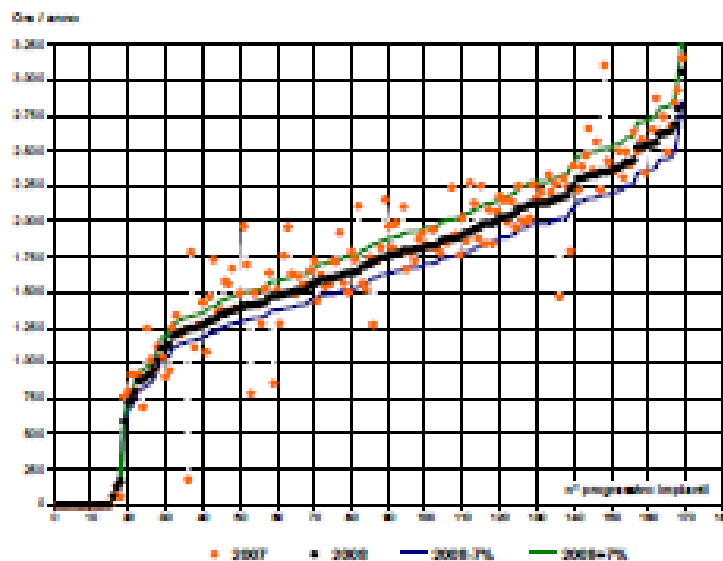
Distribuzione percentuale delle ore di utilizzazione degli Impianti eolici in Italia



Gli impianti in esercizio nel 2008 hanno dimostrato una performance, in termini di ore di utilizzazione, in linea con quella degli altri anni. La quota di impianti con oltre 1.800 ore di utilizzazione risulta pari al 38%, minore sia rispetto al 40% del 2007 che al 48% del 2004. Il valore mediano nel 2008 è pari a 1.580 ore equivalenti di utilizzazione, la classe più numerosa (ad esclusione di quella con i 25 impianti con produzione pari a 0) è quella compresa tra 1.800 e 2.000 ore, che conta ben 32 impianti. Infine la media delle ore di utilizzazione per impianto è uguale a circa 1.413.

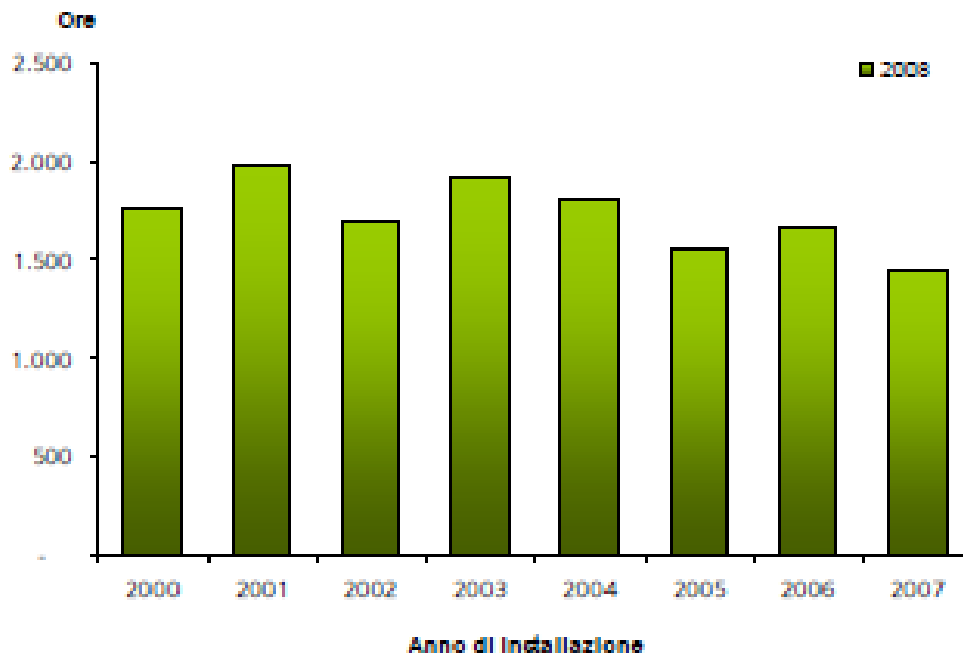
Confronto 2007/2008 tra i medesimi impianti per ore di utilizzazione

Regione	2007 Ore di Utilizzo	2008 Ore di Utilizzo	Variazione 08/07	
			Absolute	%
Trentino Alto Adige	1.169	1.405	236	20%
Veneto	41	74	33	78%
Lazio	1.094	1.457	363	33%
Basilicata	1.686	1.816	130	8%
Abruzzi	1.523	1.570	46	3%
Umbria	1.998	2.036	37	2%
Puglia	2.052	1.990	-62	-3%
Sicilia	1.706	1.630	-76	-4%
Campania	1.799	1.729	-70	-4%
Toscana	1.221	1.124	-97	-8%
Sardegna	1.744	1.614	-130	-7%
Emilia Romagna	1.021	917	-104	-10%
Calabria	2.054	1.738	-317	-15%
Liguria	2.000	1.702	-298	-15%
Molise	1.801	1.659	-142	-8%
Italia	1.791	1.733	-57	-3%



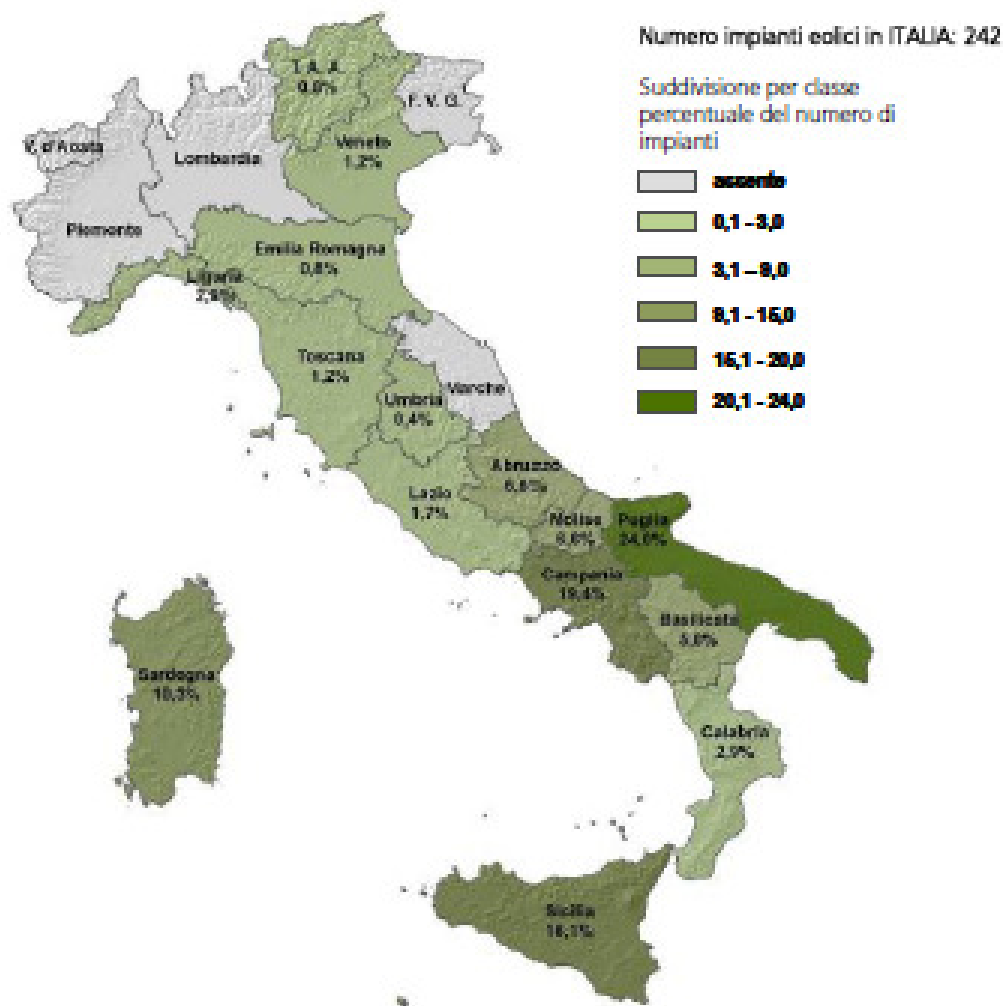
Al fine di effettuare un confronto tra la produzione 2007 e 2008 di uno stesso gruppo di impianti depurando i dati da ogni distorsione, sono stati considerati i 169 impianti entrati in servizio entro dicembre 2006 e tutt'ora in esercizio. In termini di ore di utilizzazione a livello nazionale la performance è stata leggermente negativa (-3%). In effetti il grafico, che riporta le ore di utilizzazione relative all'anno 2008 in ordine crescente (in nero) e per ciascun impianto le ore del 2007 (in arancio), mostra come 103 impianti abbiano subito una variazione compresa in un intorno (delimitato dalle linee continue) del $\pm 7\%$ rispetto al 2008.

Confronto delle ore di utilizzazione dell'anno 2008 per anno di installazione degli impianti



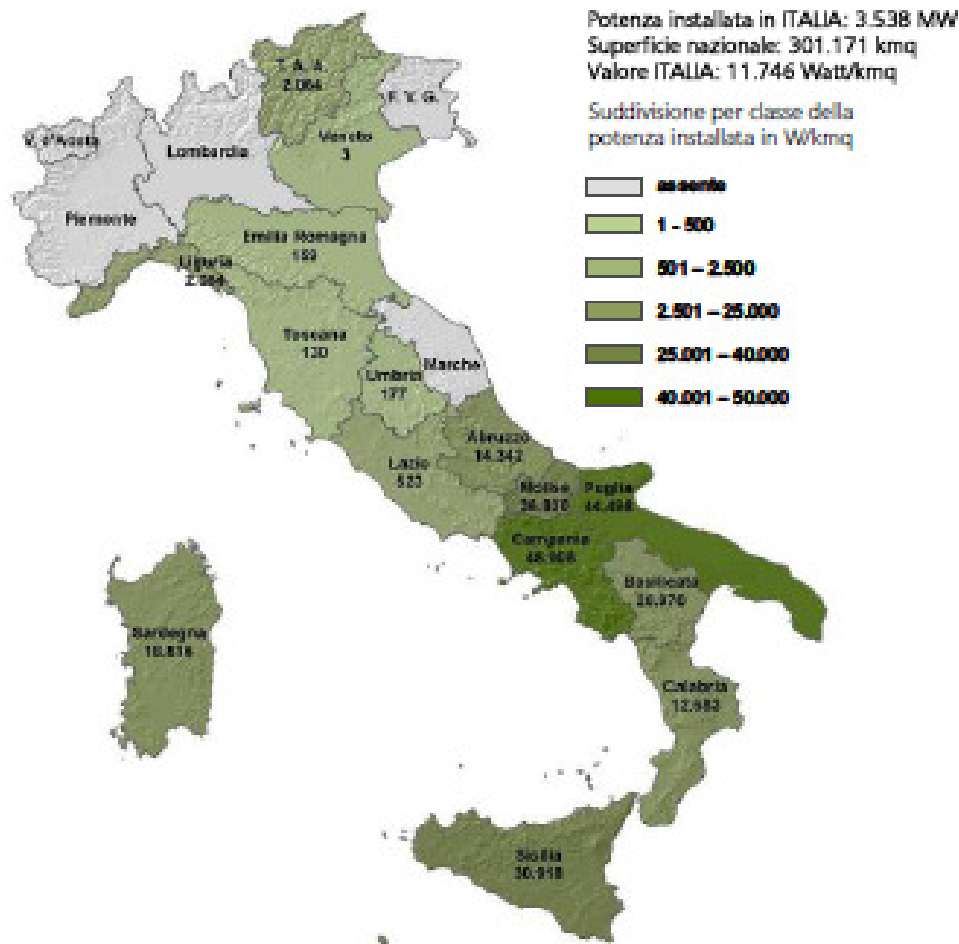
Il grafico descrive le ore di utilizzazione nel 2008 degli impianti eolici in Italia classificati secondo anno di entrata in esercizio. Nonostante i progressi della tecnologia, le ore di utilizzazione non sono aumentate, molto probabilmente a causa delle caratteristiche dei siti disponibili per i nuovi impianti. La performance migliore si registra per il 2001 con 1.979 ore calcolate su 27 impianti installati, seguito dal 2003 con 1.921 ore per 11 impianti. Solo 1.440 ore di utilizzazione per i 37 impianti del 2007 pur a fronte di una potenza installata, pari a 810 MW, maggiore di quella di ogni altro anno. Infine è stato escluso dalla trattazione il 2008, perché le ore di utilizzazione dei 39 nuovi impianti installati sono influenzate dal mese di entrata in esercizio.

Distribuzione regionale % numero impianti a fine 2008



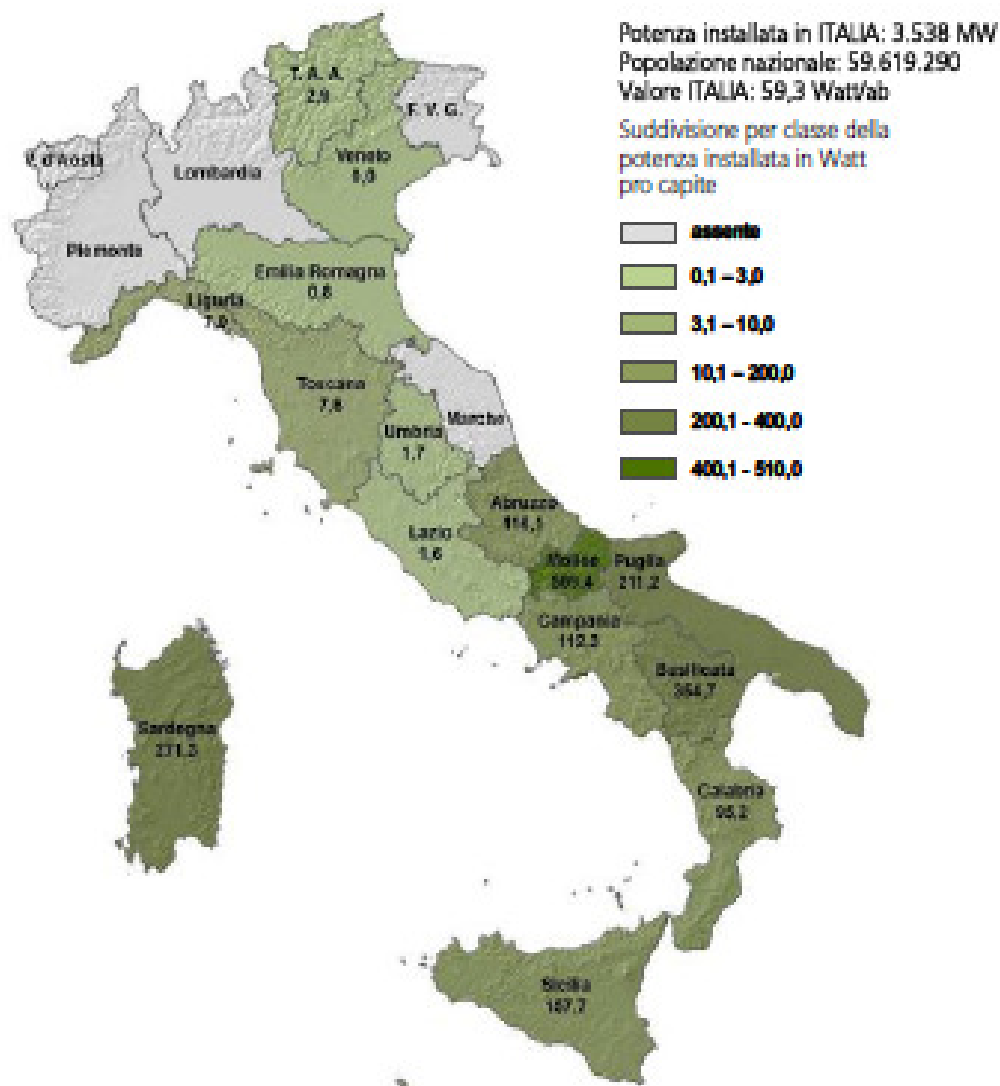
La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della numerosità degli impianti mostra che in Italia il numero maggiore di installazioni di parchi eolici è presente nelle regioni meridionali. Infatti nell'Italia meridionale vi è il più alto numero di impianti realizzati: in particolare in Puglia ed in Campania, che insieme esprimono oltre il 43% del totale nazionale. Sicilia e Sardegna esprimono valori molto elevati pari rispettivamente al 16,1% ed al 10,3%. In molte Regioni dell'Italia settentrionale non sono stati installati impianti eolici e nelle regioni in cui sono presenti la percentuale è molto bassa. In Italia centrale l'Abruzzo ed il Molise, sono le regioni con la più elevata percentuale, totalizzando più del 13%.

Distribuzione regionale Watt / kmq a fine 2008



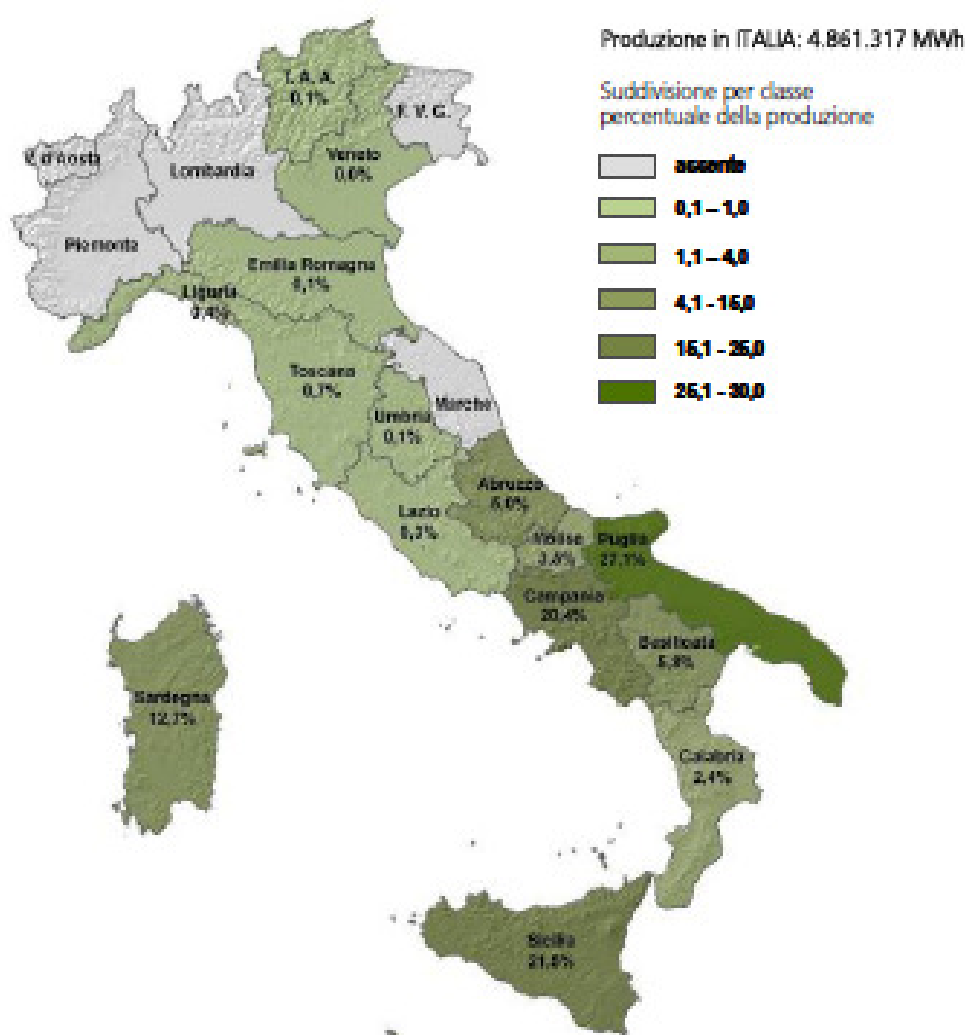
La rappresentazione cartografica della distribuzione del rapporto fra la potenza eolica installata e la superficie regionale mostra che nell'Italia settentrionale la regione con la più alta concentrazione di capacità per kmq è la Liguria. Nell'Italia centrale il Molise sopravanza l'Abruzzo con 36.830 Watt/Kmq, poiché ha un'estensione territoriale minore. Analogo discorso vale per la Campania (48.008 Watt/kmq) che sopravanza la Puglia (44.498 Watt/kmq), in quanto ha una superficie territoriale meno estesa. Le regioni meridionali comprese la Sicilia e la Sardegna sono caratterizzate da valori più elevati rispetto a quello nazionale.

Distribuzione regionale Watt pro capite a fine 2008



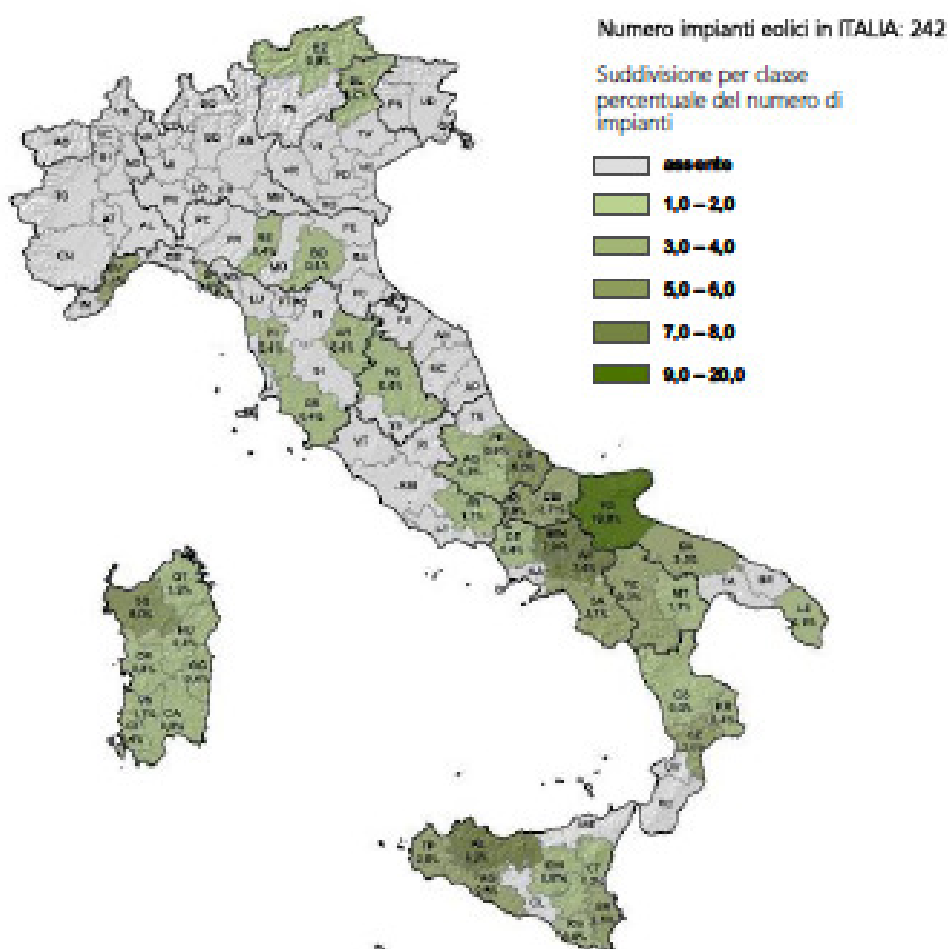
La rappresentazione cartografica della distribuzione del rapporto fra la potenza eolica installata e il numero di abitanti mostra valori molto bassi nell'Italia settentrionale. Il fenomeno si spiega se si considera l'alta densità abitativa delle regioni in esame e la limitata presenza di impianti e di capacità installata. Discorso opposto vale per il Molise che ha i valori pro capite più elevati (509,4 Watt per abitante), dovuti essenzialmente alla bassa densità abitativa. Tra le regioni meridionali è la Basilicata a detenere il primato di capacità installata (354,7 Watt pro capite). Dall'osservazione di questo indicatore emerge che i valori dell'Italia meridionale sono molto più elevati del valore nazionale.

Distribuzione regionale % della produzione al 2008



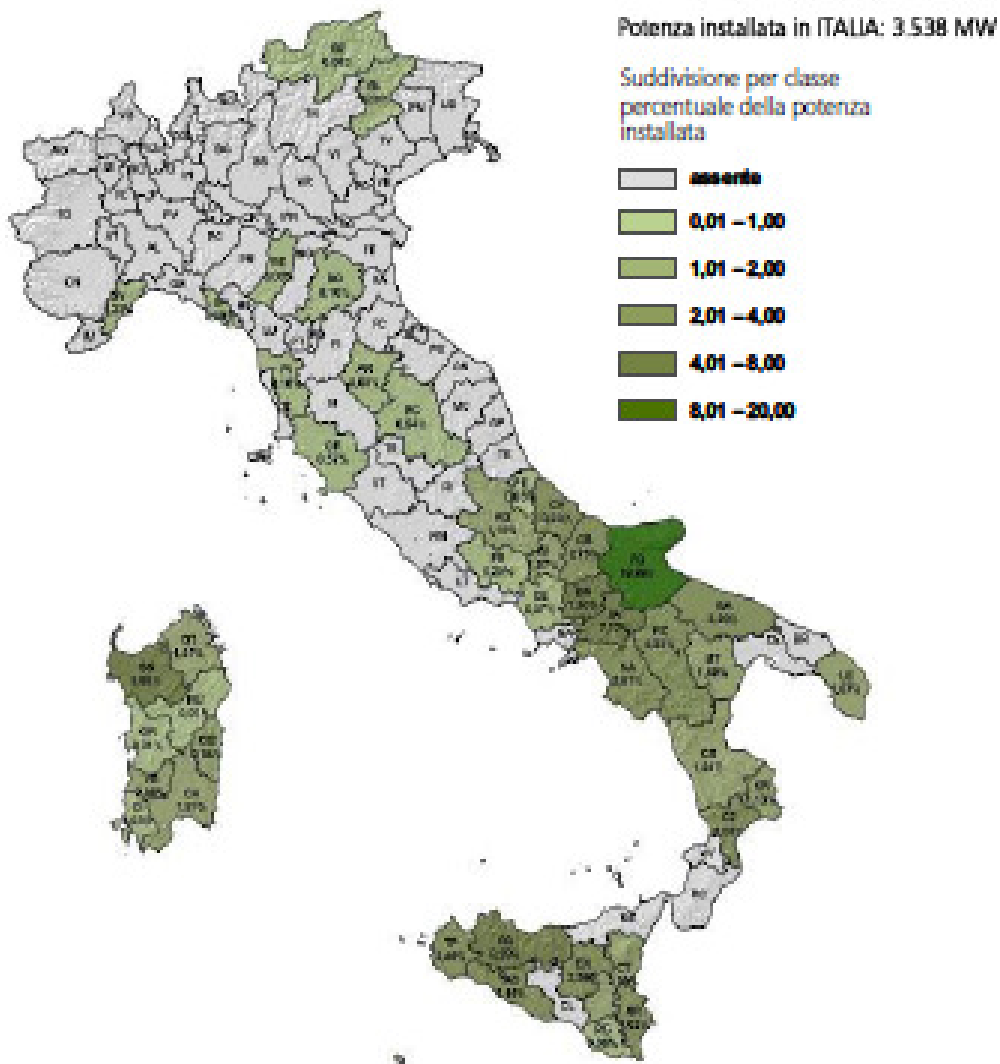
La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione eolica presenta valori molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle regioni settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Il motivo, come già descritto in precedenza, è da ricondursi all'assenza di capacità installata in molte regioni del Nord ed, ove presente, alla limitata dimensione degli impianti dislocati sul territorio. Tra le regioni del Nord si segnalano il Trentino e la Liguria. La Puglia detiene il primato di produzione superando quota 27% ed assieme alla Sicilia totalizzano quasi il 50% di produzione eolica in Italia. La Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 20,4% e del 12,7%.

Distribuzione provinciale % numero impianti a fine 2008



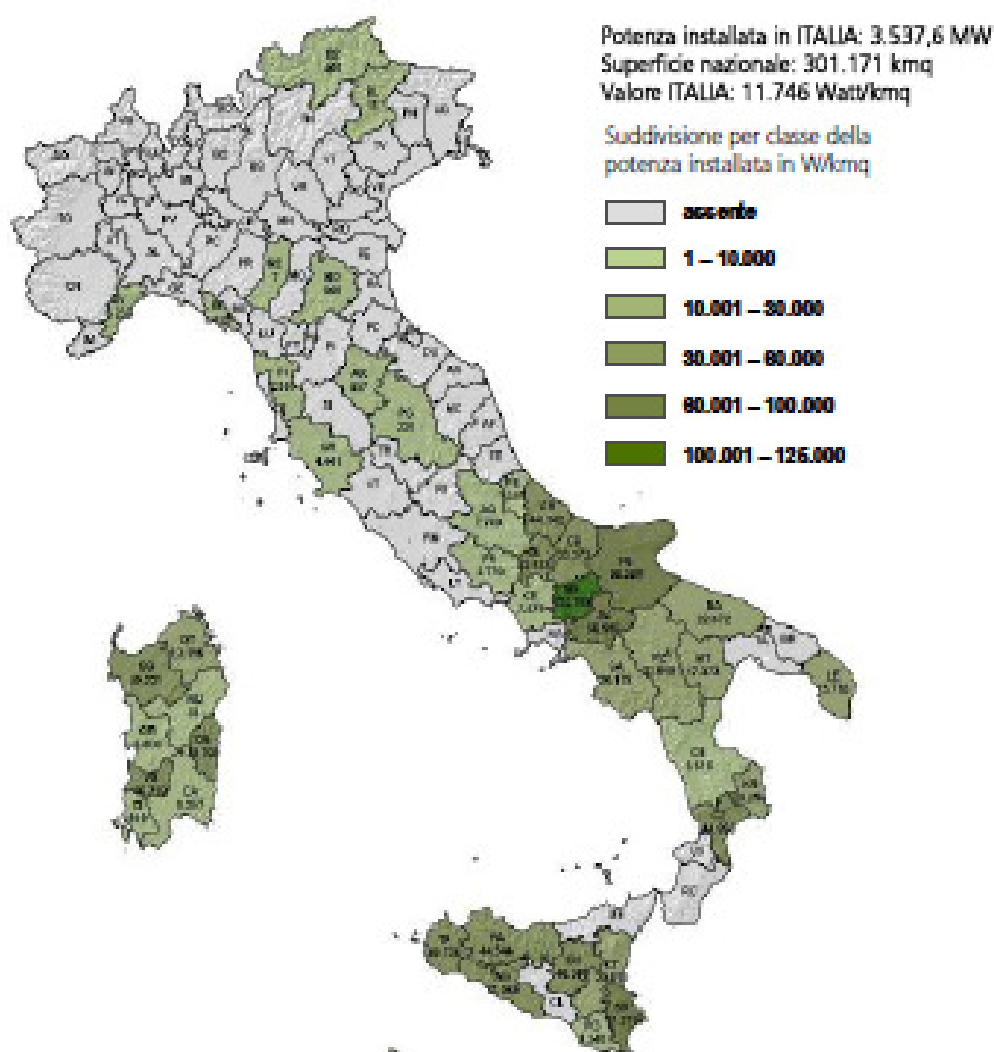
La rappresentazione cartografica della distribuzione provinciale della numerosità degli impianti mostra che nella quasi totalità delle province dell'Italia settentrionale non sono presenti impianti eolici. Al Nord le province di Bolzano, Belluno e Savona presentano i valori più significativi. La ripartizione provinciale riproduce pressoché la situazione già vista a livello regionale, sebbene le province pugliesi mostrano un elevato grado di disomogeneità tra loro. Nella provincia di Foggia si concentra la più alta presenza di impianti (19,8%), mentre nelle altre province la percentuale è nulla o poco significativa. La Sardegna presenta nel suo territorio valori bassi ed omogenei tra le province ad esclusione di Sassari che ha un valore molto elevato (5,0%).

Distribuzione provinciale % della potenza a fine 2008



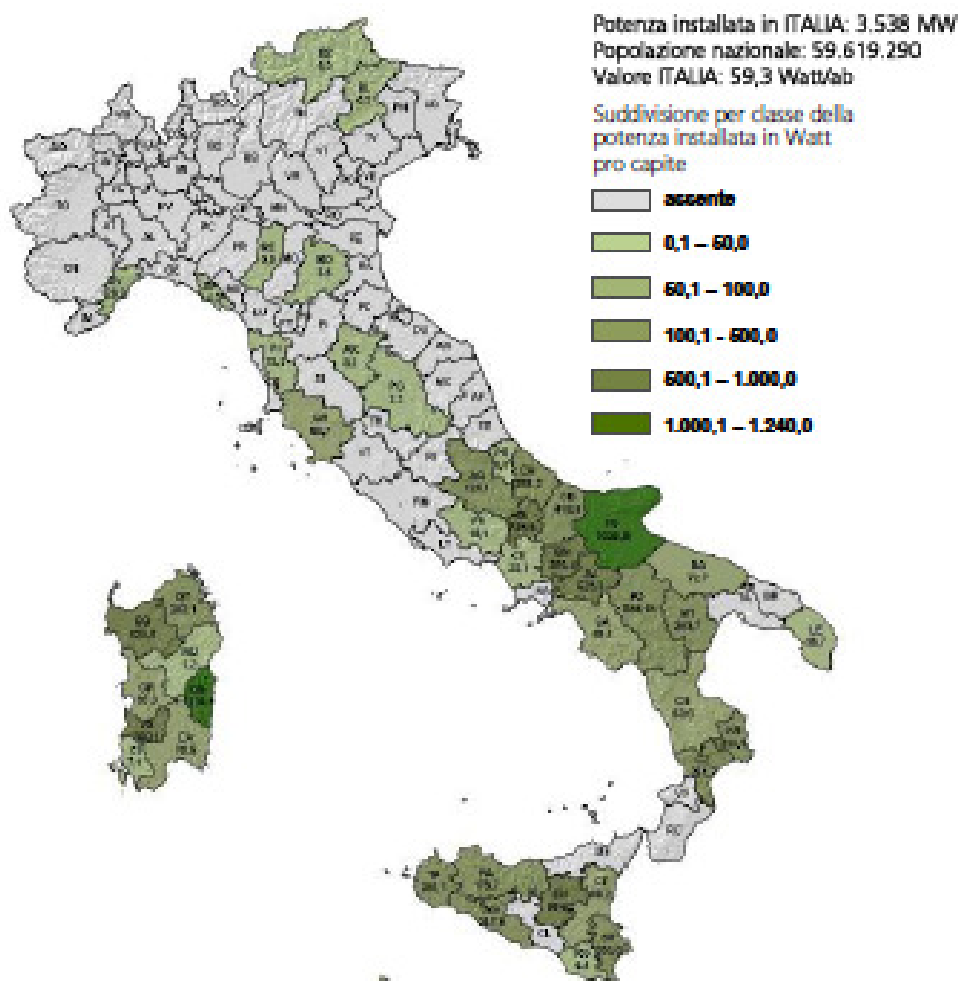
La rappresentazione cartografica della distribuzione provinciale della potenza eolica installata rispecchia in termini percentuali la distribuzione del numero degli impianti. Al Nord le province di Bolzano, Belluno e Savona presentano i valori più significativi. Le province pugliesi mostrano un elevato grado di disomogeneità tra loro. Infatti nella provincia di Foggia si concentra la maggiore capacità installata (19,99%), mentre nelle altre province la percentuale è nulla o poco significativa. Invece, vi è maggiore omogeneità tra le province sarde, anche se Sassari presenta un valore notevolmente superiore alla media regionale (5,95%).

Distribuzione provinciale Watt / kmq a fine 2008



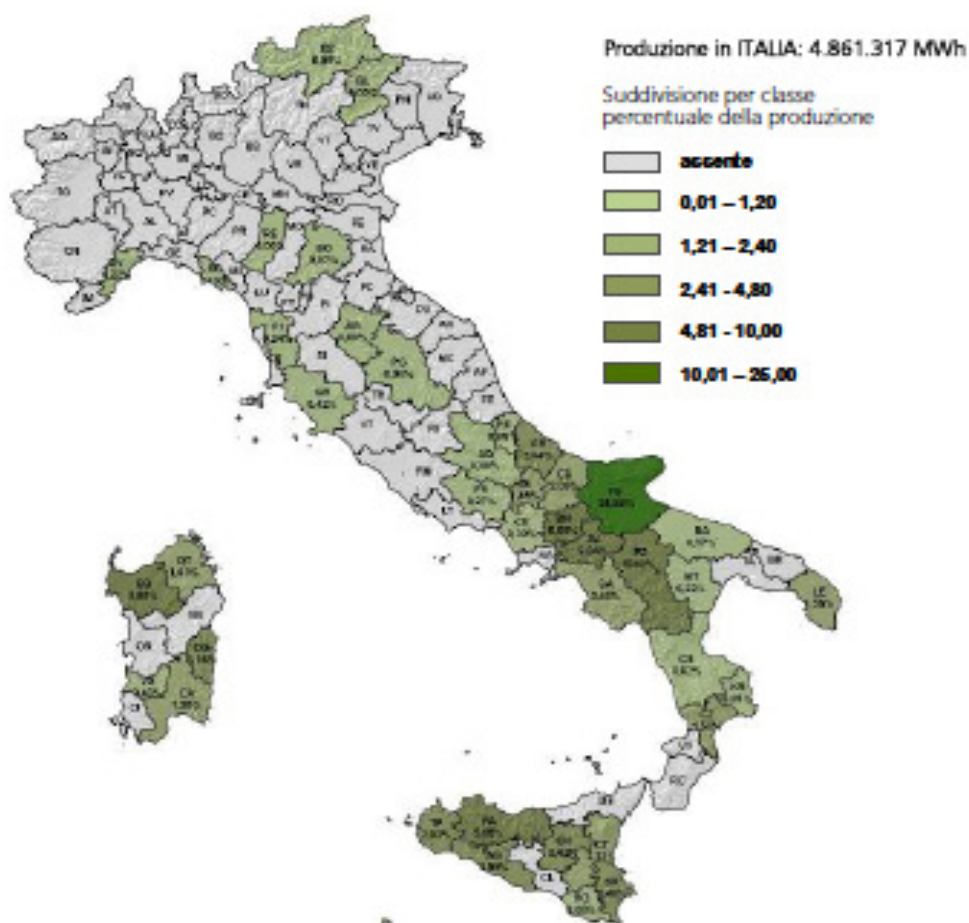
La rappresentazione cartografica della distribuzione del rapporto fra la potenza eolica installata e la superficie provinciale mostra che nell'Italia settentrionale le province con la più alta concentrazione di capacità per kmq sono Bolzano, Savona e Spezia. Nell'Italia Centrale sono degne di nota le province di Chieti (44.142 Watt/kmq) e Frosinone. Nell'Italia meridionale la provincia di Benevento detiene il primato nazionale tra le province italiane con 124.758 Watt/kmq. In Campania anche la provincia di Avellino risulta avere un elevato valore (98.556 Watt/Kmq). La provincia di Foggia con 98.381 Watt/kmq detiene il primato in Puglia. La provincia di Catanzaro con 44.893 Watt/kmq sopravanza le province corregionali. Le province della Sicilia e della Sardegna risultano avere valori abbastanza omogenei tra loro ed alquanto elevati se confrontati con il valore nazionale.

Distribuzione provinciale Watt pro capite a fine 2008



La rappresentazione cartografica della distribuzione del rapporto fra la potenza eolica installata e il numero di abitanti mostra valori nulli o molto bassi nell'Italia settentrionale. Il fenomeno è dovuto all'assenza di installazioni o alla limitata presenza di impianti e di capacità installata, nonché all'alta densità abitativa delle province in esame. Discorso opposto vale per le province con bassa densità abitativa dell'Italia Centrale. La provincia di Foggia detiene il primato nella propria regione con 1.036,6 Watt pro capite. La provincia di Benevento con 893,4 Watt pro capite è in terza posizione rispetto a questo indicatore. Tra le province della Sicilia e della Sardegna considerevoli livelli sono stati raggiunti dalla provincia di Enna e dalla provincia di Ogliastra con 1.239,5 Watt pro capite, che ha conseguito il primato regionale e nazionale.

Distribuzione provinciale % della produzione al 2008



La rappresentazione cartografica della distribuzione provinciale della produzione eolica presenta valori molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle province settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Si evidenzia che se si confrontano i dati di produzione mostrati in precedenza per talune regioni, come ad esempio la Sardegna, si nota che non tutte le province hanno prodotto energia, pur avendo sul proprio territorio capacità installata. Il primato nazionale di produzione lo detiene la provincia di Foggia con 24,96%. Seguono le province campane di Avellino e Benevento con rispettivamente 9,04% e 8,68%. La provincia di Sassari (5,96%) e la provincia d'Agrigento (8,59%) hanno i valori più elevati nelle rispettive regioni di appartenenza.

Analisi sul numero di ore annue di vento per le provincie italiane

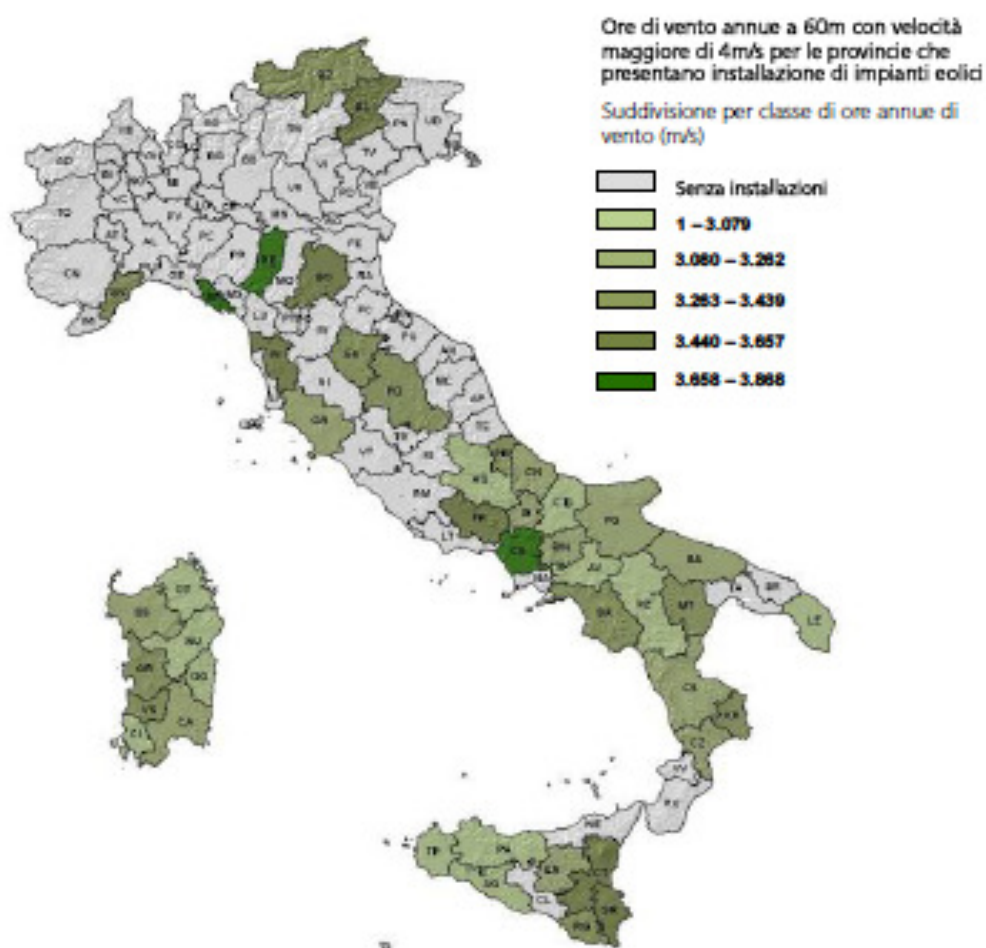
La Direzione Sistemi ha implementato un modello capace di fornire un profilo di andamento di ventosità in Italia. L'analisi è basata su un algoritmo di simulazione che,

tenendo conto della complessità orografica, ha permesso di avere rilevazioni mensili per oltre 3.300 punti di rilevazione su tutto il territorio italiano. I valori mensili a disposizione sono stati aggregati per ottenere una misura annuale per provincia del numero di ore di vento con una velocità maggiore di 4m/s, rilevato ad un'altezza di 60 m dal suolo. Tale altezza è stata scelta come riferimento perché il parco impianti presente attualmente in Italia è caratterizzato da rotori eolici con altezza media pari a 55 m. La velocità maggiore di 4 m/s garantisce l'utilizzo dei rotori. Il "descrittore" di ogni provincia è la media aritmetica delle ore di vento annue calcolata per ogni punto ad essa appartenente. Naturalmente i valori di ore sopra descritti non devono essere confusi con le ore equivalenti di utilizzazione degli impianti a piena potenza, pari al rapporto tra l'energia prodotta e la potenza installata. La tabella mostra il numero di ore annue di vento all'altezza di 60 m per il 2008 e il 2007 per le sole provincie nelle quali ci sono installazioni eoliche.

	2008	2007		2008	2007
Caserta	3.865	3.634	Chieti	3.238	3.205
La Spezia	3.740	3.607	Foggia	3.219	3.137
Frosinone	3.657	3.340	Isernia	3.213	2.990
Belluno	3.638	3.465	Benevento	3.211	3.080
Pisa	3.571	3.454	Grosseto	3.187	3.187
Bologna	3.546	3.412	Enna	3.185	3.100
Catania	3.539	3.364	Sassari	3.184	3.213
Siracusa	3.517	3.349	Cagliari	3.124	2.843
Bolzano	3.439	3.348	Bari	3.124	3.163
Salerno	3.399	3.311	L'Aquila	3.079	3.034
Ragusa	3.396	3.070	Lecco	3.076	3.113
Matera	3.362	2.327	Avellino	3.074	3.056
Crotone	3.325	3.180	Agrigento	3.055	2.968
Arezzo	3.316	3.152	Ogliastro	3.051	2.917
Pescara	3.315	3.351	Carbonia-Iglesias	3.049	2.825
Oristano	3.304	3.136	Nuoro	3.034	2.934
Medio Campidano	3.288	3.080	Campobasso	3.011	2.828
Perugia	3.280	3.181	Potenza	2.984	2.946
Savona	3.272	3.159	Trapani	2.915	2.932
Cremona	3.261	3.104	Palermo	2.906	2.945
Catanzaro	3.251	3.064	Olivis-Tempio	2.822	2.843

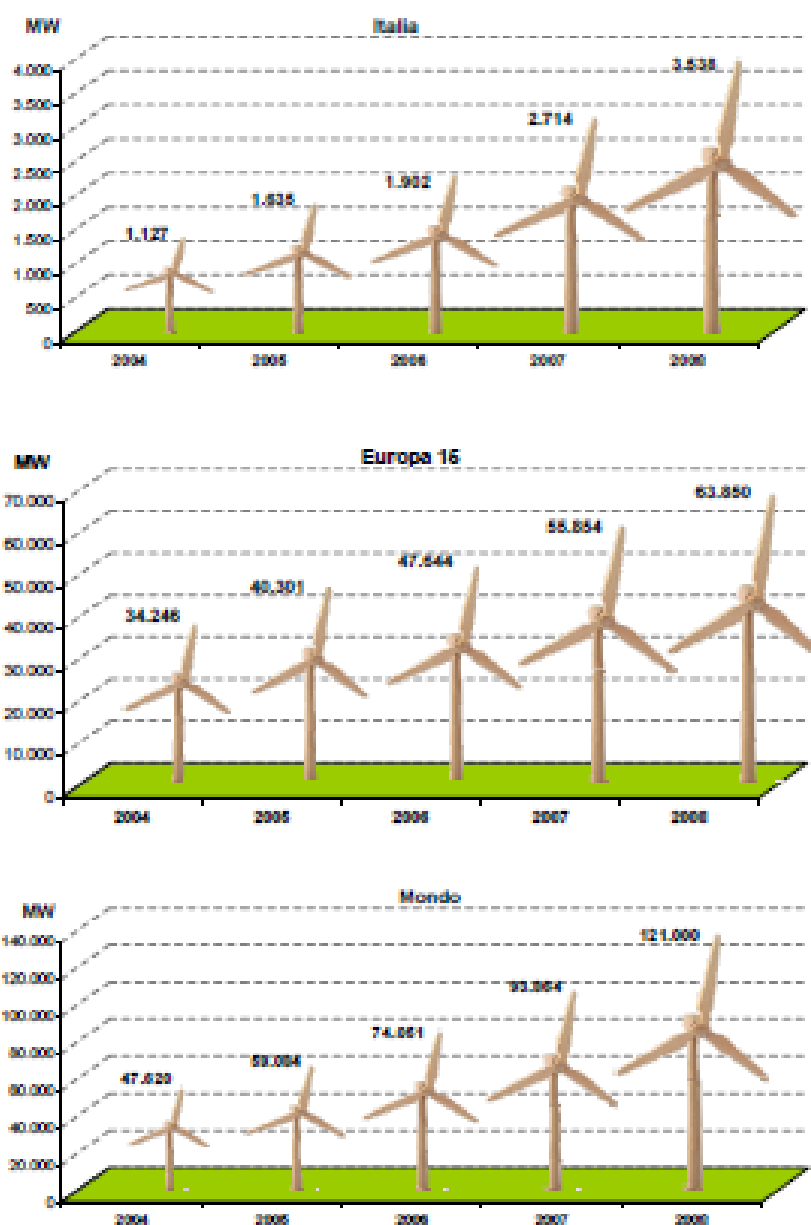
Dalla tabella è stata omessa Reggio Emilia perché i dati disponibili si sono rivelati poco affidabili.

Nel cartogramma seguente è riportata la suddivisione dei valori provinciali per classi con valori dell'anno 2008.



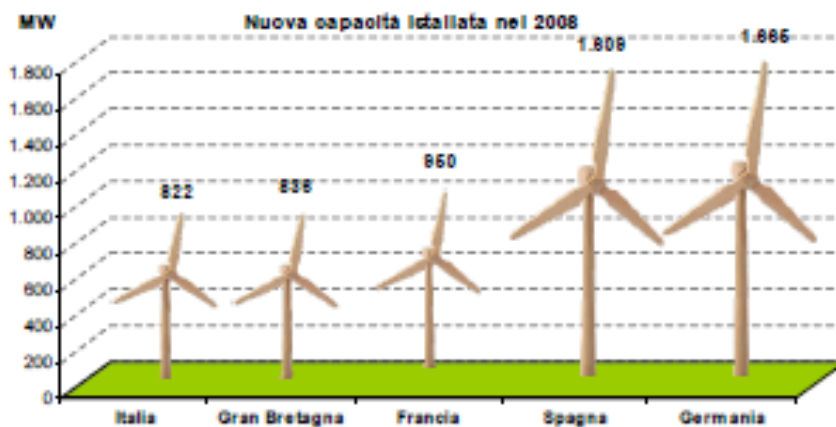
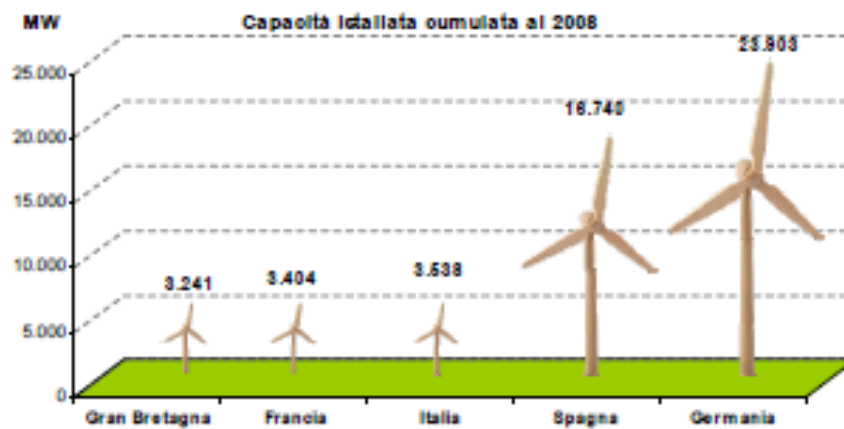
La bontà del “descrittore” prescelto è stata testata attraverso lo scostamento quadratico medio relativo. Questo è un indice di variabilità che sintetizza il grado di rappresentatività della media nei riguardi della distribuzione del vento per ogni provincia. Tanto minore risulta la variabilità, tanto migliore è la qualità del descrittore. I risultati ottenuti sono stati ottimi. La provincia con maggiore vento risulta Caserta, seguita da La Spezia e Frosinone. Quest’ultima, insieme a Ragusa, è quella che ha avuto una variazione maggiore rispetto al 2007 (+4%). In effetti in quasi tutte le province si evidenzia nell’anno 2008 un aumento della ventosità, ad esclusione di Trapani, Palermo, Pescara e Sassari.

Potenza eolica installata dal 2004 al 2008 in Italia, EU15, Mondo



Nel 2008 la potenza eolica Italiana rappresenta il 5,5% della potenza installata in UE15 ed il 3% di quella mondiale. La crescita complessiva 2004-2008 è stata del 314% in Italia, del 186% in UE e del 254% nel Mondo.

Confronto per l'anno 2008 della potenza eolica installata nell'UE 15



Nell'Europa dei 15, i Paesi che hanno maggiore potenza eolica installata sono Spagna e Germania che rappresentano il 64% del totale. Nel secondo grafico la capacità installata nel solo 2008, i Paesi che hanno maggiormente investito nell'eolico continuano ad essere Spagna e Germania. L'Italia viene sopravanzata da Gran Bretagna e Francia attestandosi al 5° posto.

Confronto produzione eolica effettiva e normalizzata



La Direttiva Europea n°28 del 23 aprile 2009 prevede che nel computo del target al 2020 il contributo dell'eolico debba essere pari alla produzione di energia elettrica opportunamente normalizzata. L'esigenza nasce dalla volontà di attenuare gli effetti delle variazioni climatiche riconducendo l'analisi ad un anno "normale", per rendere omogeneo il confronto tra i vari paesi dell'Unione Europea. Il valore normalizzato è pari alla produzione degli ultimi otto anni pesata per il rapporto tra il valor medio della potenza installata nell'anno corrente e la somma della capacità media calcolata su tutto il periodo considerato.

Previsione delle immissioni da impianti eolici non programmabile

La delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 280 del 2007 (Ritiro Dedicato) affida al GSE, in qualità di soggetto attuatore, anche le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni da parte degli impianti a fonte rinnovabile classificati non programmabili. Il GSE gestisce anche il ritiro e l'allocatione in borsa dell'energia elettrica prodotta dagli impianti regolati dal provvedimento CIP6 del 1992. Per gli impianti eolici CIP6 rilevanti (quelli con potenza superiore o pari ai 10 MVA), già nel corso del 2007 è stata avviata una sperimentazione sui meccanismi di previsione discreta delle immissioni, al fine di poter contribuire positivamente alla riduzione degli oneri di bilanciamento. Dal Febbraio 2008, infatti, è in esercizio la previsione 2 volte al giorno per gli impianti eolici

rilevanti CIP6 e a Ritiro Dedicato. Numero e tipologia di impianti sottoposti a previsione. Gli impianti eolici sottoposti a previsione sono riassunti nella tabella seguente:

Tipo convenzione	Impianti rilevanti		Impianti non rilevanti		Totale impianti	Totale potenza (MW)
	N. Impianti	Potenza (MW)	N. Impianti	Potenza (MW)		
CIP6	19	454,87	4	11,40	23	466,27
Ritiro dedicato	58	1.591,67	49	89,57	107	1.681,24
Totale	77	2.046,54	53	100,97	130	2.147,51

Descrizione dell'attuale sistema di previsione Eolica del GSE

Il sistema di previsione sviluppato da GSE si basa su:

- Dettagliata descrizione del terreno (studio della localizzazione della farm eolica)
- Algoritmo a Rete Neurale (addestrato con almeno 1 anno di dati storici)
- Algoritmo di tipo Fisico (con descrizione dettagliata del parco eolico in termini di turbine, localizzazione delle medesime, curve di potenza etc.)
- Modello Meteo WRF (Weather Research and Model)
- Dati storici di produzione e del vento
- Descrizione dettagliata dell'impianto (turbine)

Gli algoritmi sono stati progettati e sviluppati "In house".

- Entrambi i modelli di predizione girano 2 volte al giorno (alle 7:00 e alle 18:00) per ciascun impianto eolico. L'output prodotto sono curve orarie (2 coppie, 1 Neurale e 1 Fisica) per 3 giorni in avanti per ciascun impianto
- Giornalmente, GSE utilizza le curve di produzione previste alle ore 7:00 (quindi con previsione a 24h in anticipo) al fine di ottimizzare le offerte di vendita di energia per il mercato del giorno prima (MGP) del giorno n+1.

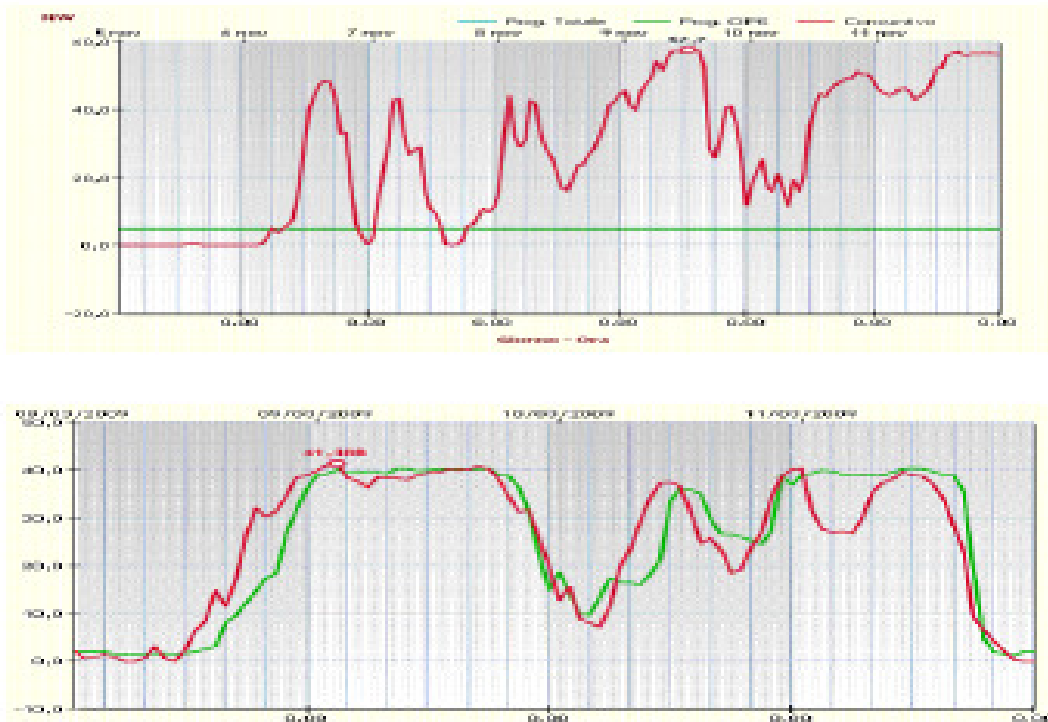
Qualora GSE partecipasse alle sessioni del futuro Mercato Infragiornaliero, potrebbe utilizzare anche le previsioni delle ore 18:00.

Risultati ottenuti

Sino a gennaio 2008, in assenza della previsione delle immissioni, le offerte in borsa per gli impianti eolici, venivano fatte con profilo piatto in funzione della potenza contrattualizzata. Di conseguenza gli scostamenti fra misura a consuntivo e offerta erano di notevole consistenza. I risultati ottenuti dopo circa 1 anno di utilizzo del sistema di previsione per gli impianti eolici sono incoraggianti.

I sistemi adottati dimostrano la possibilità di mitigare gli oneri di bilanciamento legati agli impianti a fonte rinnovabile non programmabili, ciò ci ha spinto ad un utilizzo di algoritmi di previsione, seppur differenti fra loro, anche per gli impianti solari e idroelettrici ad acqua fluente.

A dimostrazione di quanto detto, i grafici seguenti mostrano l'energia prodotta e programmata per lo stesso impianto pre (Novembre 2007) e post (Marzo 2009) utilizzo del sistema di previsione.



4. La fattibilità di un parco eolico nell'area limitrofa afferente al comune di Casarano

Visto la necessità di abbattere la dipendenza energetica da fonti tradizionali, anche al fine di ridurre le emissioni di CO₂ nell'atmosfera, come stabilito dal protocollo di Kyoto, vista la naturale predisposizione della Regione Puglia allo sfruttamento di alcune fonti di energia rinnovabile in particolare il sole e il vento, l'Amministrazione Comunale di Casarano ha ritenuto opportuno valutare l'ipotesi dell'installazione di un mini parco eolico in una zona di proprietà comunale situata nei pressi della zona industriale. Il parco sarà composto da n. 5 impianti da un massimo di 200 kW nominali: nello specifico formeranno il parco cinque macchine eoliche con potenza non superiore a 200 kW.

FOTO SITO

La realizzazione di un impianto eolico, ossia a fonte rinnovabile, è caratterizzato da alcuni elementi, che è opportuno richiamare:

- il funzionamento annuo di un impianto eolico è discontinuo e dipende dalla ventosità del sito; la produzione viene espressa in MG prodotti (moltiplicatore di giri) ed è funzione della velocità del vento e della dimensione dell'impianto;
- i costi iniziali di investimento sono predominanti rispetto a quelli di esercizio; ciò comporta una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, soprattutto se si ricorre a capitale di terzi; peraltro, l'attuale tendenza del costo del denaro rende questo aspetto meno rilevante rispetto al passato;
- anche se gli investimenti sono prevalentemente concentrati nell'attività costruttiva finale, per portare a termine una singola iniziativa (dall'individuazione del sito all'avviamento della centrale) possono essere necessari diversi mesi. Risulta, pertanto, fondamentale una accurata pianificazione temporale delle varie fasi, riassumibili in:

- qualificazione sito;
- iter autorizzativo (variabile, soprattutto per gli aspetti ambientali);
- costruzione della centrale;
- allacciamento alla rete.

4.1 Costi dell'investimento iniziale

Come anticipato, l'investimento iniziale per la costruzione dell'impianto rappresenta la voce di costo più significativa, di cui tenere conto nell'analizzare la redditività di una iniziativa nel settore eolico. Nel suo complesso, l'investimento può suddividersi nei seguenti raggruppamenti di spesa:

- a) sviluppo dell'iniziativa e gara pubblica (2-3% dell'investimento totale);
- b) installazione delle macchine eoliche (75-80% dell'investimento totale);
- c) opere accessorie e infrastrutture (16-18% dell'investimento totale);
- d) collegamento alla rete (6%-7% del totale).

Naturalmente, queste percentuali rappresentano riferimenti medi, soprattutto per progetti internazionali. In questa analisi saranno considerati solo come riferimenti di massima.

La fornitura delle macchine rappresenta la spesa più rilevante in assoluto, mentre la realizzazione delle opere accessorie e delle infrastrutture raggruppa le voci di costo strettamente collegate alla complessità del sito, in relazione alla morfologia e natura del suolo, all'accessibilità e alla connessione alla rete.

a. Sviluppo dell'iniziativa

Lo sviluppo dell'iniziativa comprende l'individuazione e la qualificazione anemologica del sito, la progettazione dell'impianto, l'iter autorizzativo per la concessione edilizia, la valutazione dell'impatto ambientale. Economicamente, essa rappresenta circa il 2-3% dell'investimento totale, ma il suo impatto sulla redditività e sui tempi dell'iniziativa può essere rilevante.

A questi costi vanno aggiunti i costi di partecipazione alla gara di project finance indetta dal Comune di Casarano. In particolare, è previsto che il Promotore si accoli i "**costi sostenuti dall'Amministrazione comunale** in ordine all'iniziativa in oggetto, tra i quali eventuali costi che dovessero rendersi necessari per consulenze legali, tecniche ed economiche, inerenti ad ogni fase della procedura, per la nomina e l'attività di commissioni per la valutazione delle proposte, per l'aggiudicazione della concessione, per le spese di pubblicazione del presente avviso e di tutti i successivi; tale obbligo si intende automaticamente trasferito al concessionario aggiudicatario, se diverso la promotore. Naturalmente il promotore, o il concessionario aggiudicatario, se diverso la promotore, potrà considerare le cifre sostenute come costi di realizzazione dell'investimento ed inserirli nel piano economico-finanziario dell'iniziativa".

Tali costi, ad oggi, ammontano a € 30.000 + IVA (circa).

b. Installazione delle macchine eoliche

In generale, il costo della macchina può essere compreso tra i 2/3 e i 4/3 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito. La potenza degli aerogeneratori presenti sul mercato varia da pochi chilowatt ad oltre 2.500 kW. La potenza media delle singole macchine installate in Italia si attesta intorno agli 800 kW. Il costo della turbina eolica installata, inclusivo di acquisto, trasporto, montaggio ed avviamento è direttamente proporzionale alla potenza del rotore e all'altezza della torre piuttosto che alla

semplice potenza nominale.

c. Opere accessorie ed infrastrutture

I costi di realizzazione delle rimanenti parti dell'impianto si riferiscono a:

- fondazioni, scavi per cavidotti, viabilità necessaria per lo spostamento delle gru e i componenti dei generatori, eventuali edifici di servizio per la sottostazione;
- componenti elettromeccaniche: box con quadri elettrici e trasformatore da bassa a media tensione, apparecchiature per il controllo a distanza, cablaggi interrati per il collegamento elettrico delle macchine;
- accesso alla rete: cavidotto aereo o interrato per il collegamento alla rete di trasmissione in media tensione.

Tali costi sono fortemente variabili in relazione alle caratteristiche più o meno complesse del sito prescelto; la morfologia e la natura del terreno influenzano i costi delle fondazioni, dei cavidotti e della viabilità; l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, mentre la distanza dalle esistenti reti di trasmissione determina i costi di connessione alla rete elettrica.

Occorre sottolineare che le infrastrutture legate all'accessibilità e al collegamento alla rete hanno una capacità di utilizzo più duratura di quella presa a riferimento per ammortizzare un singolo impianto; pertanto, possono destinare i propri benefici anche a successive iniziative, qualora si voglia continuare a utilizzare la risorsa eolica.

Nel caso in esame, tali costi possono essere considerati pari orientativamente a € 350.000.

d. L'allacciamento

E' difficile preveder ex-ante quale sarà la soluzione ottimale per l'allacciamento alla rete; tale soluzione sarà infatti individuata solo a seguito dell'inoltro, da parte del promotore, di una specifica richiesta al Gestore delle Rete. Solo al momento della comunicazione delle eventuali modalità e tipologie di allaccio sarà possibile avere un preventivo indicativo dei costi da sostenere. Considerata l'incidenza complessiva di tali costi sull'investimento totale e la complessità della gestione della richiesta di allacciamento alla rete, si rimanda all'attuale normativa vigente in materia.

In relazione agli impianti di connessione, si specifica che l'insieme degli impianti per la connessione comprende le infrastrutture necessarie a connettere il sito, in cui si trova l'impianto, con uno o più punti esistenti della rete con obbligo di connessione di terzi.

Il gestore di rete proponente la soluzione per la connessione individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:

- a. gli impianti di rete per la connessione,
- b. gli impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi e con il termine impianto di utenza per la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

Dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

1. potenza di connessione;
2. livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
3. tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
4. topologia della rete elettrica esistente;
5. eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che

possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione. Il soggetto richiedente la connessione può domandare, all'atto dell'accettazione di una delle soluzioni per la connessione proposte dai gestori di rete, che un impianto per la connessione individuato come impianto di utenza per la connessione venga ricompreso tra gli impianti di rete per la connessione e, di conseguenza, rientri nella competenza del gestore di rete alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale. In pratica, i richiedenti inoltreranno la richiesta al soggetti gestore con la linea più vicina al sito. Nel caso in cui siano presenti nelle vicinanze reti di più gestori, può essere conveniente inviare la richiesta a tutti, per tutelarsi da eventuali ritardi o mancate concessione da parte di uno di questi. Il gestore di rete a cui viene presentata la richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche propone al soggetto richiedente una o più soluzioni tecniche per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta alla rete di propria competenza, conformante alle modalità e alle condizioni contrattuali definite dai singoli gestori. L'Authority ha previsto che ciascun soggetto definisca i contenuti e le modalità contrattuali, definendo nello specifico:

1. le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
2. le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete interessato;
3. le soluzioni di massima per la connessione nonché i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete interessato, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
4. le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del soggetto richiedente;
5. le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete interessato si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;
6. le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici;
7. gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e, per quanto specificamente attiene la rete di trasmissione nazionale, per il loro esercizio e manutenzione.

In relazione al Centro Eolico del Comune di Casarano, si ritiene che **il costo di allacciamento possa essere stimato intorno ai 250.000 euro.**

4.2 Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- a. i costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- b. i costi di produzione dell'energia elettrica;
- c. i costi sostenuti per il canone di concessione all'ente concedente;
- d. i costi esterni (impatto ambientale);
- e. i costi di dismissione.

Alcuni di questi costi hanno un'incidenza notevole, altri meno: riportiamo di seguito i dettagli dei costi di investimento e di gestione dell'impianto in questione.

Riportiamo qui di seguito i costi complessivi del parco eolico, esclusi i costi di esercizio e manutenzione, nonché i costi di assicurazione.

Id.	Descrizione	Prezzo totale
1	Generatore Eolico 200 kW n. 5	€ 1.745.000,00
2	Imballo e spedizione, collaudo e messa in marcia	€ 200.000,00
3	Cabina di trasformazione (escluso lato ENEL)	€ 100.000,00
4	Esecuzione ed assistenza alle Opere Civili	€ 150.000,00
5	Montaggio Generatore Eolico 200kW	€ 200.000,00
6	Allacciamento alla rete	€ 250.000,00
7	Altri costi iniziali	€ 60.000,00
8	Totale Fornitura Generatori Eolici 200 kW	€ 2.705.000,00

Iva al 10%, esclusa.

Se si sommano i costi di allacciamento, come già richiamati, il costo dell'investimento ammonta a circa € 541.000 per impianto da 200 kw, per un totale costo del parco pari a circa € 2.705.000. (oltre IVA al 10%)

4.3 Costi di esercizio e manutenzione

Un impianto eolico non è gravato di "combustibile"; pertanto, le spese di funzionamento riguardano l'amministrazione, il canone agli enti locali per l'utilizzo del sito, i premi assicurativi e la manutenzione, sia ordinaria che straordinaria, degli impianti.

In relazione all'esercizio, è da sottolineare che gli impianti sono controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito.

In relazione alla manutenzione, occorre sottolineare che le moderne turbine eoliche sono progettate per funzionare circa 120.000 ore durante la vita prevista di 20 anni. Dopo un iniziale periodo di garanzia coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione. Naturalmente, i costi di manutenzione tendono ad aumentare con l'accumulo delle ore di funzionamento; l'esperienza insegna che alcune parti, particolarmente soggette all'usura, quali il rotore e l'ingranaggio per la moltiplicazione dei giri di rotazione dell'albero, necessitano spesso di essere sostituite durante la seconda metà della vita della macchina. In tale eventualità, la spesa da sostenere è stimabile in circa il 15% del costo dell'intero aerogeneratore.

In questa sede è stato valutato un costo di manutenzione ordinaria per impianto, pari ad € 9.000 all'anno, in media, per un totale di € 45.000,00 all'anno (in media).

4.4 Canone di concessione all'ente locale

In relazione a questa voce, non esistono molti dati a disposizione sull'andamento di mercato.

Nel progetto in esame, tale valore è funzione anche della redditività dell'opera, che deriva in maniera diretta dalla produzione annua in kilowattora moltiplicata per la tariffa omnicomprensiva di € 0,30/kWh prodotto, per un orizzonte temporale di 15 anni, nonché dalla vendita dell'energia dal 16° al 20° anno.

Per il calcolo del canone annuo è stata presa in esame la seguente soluzione:

CANONE= 0,05 € per kWh Prodotti
CANONE MIN.: € 50.000/ANNO x 15 anni

4.5 Costi esterni

I costi esterni nella produzione di energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società. Essi comprendono tutti i danni provocati all'ambiente, sia naturale che costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa alla realizzazione ed esercizio fino alla dismissione degli stessi). Si stima che complessivamente i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE. I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale.

I risultati confermano la minore incidenza di tali costi per le fonti rinnovabili rispetto ai combustibili tradizionali e, pertanto, legittimano il ricorso ad impianti di produzione di energia di questo tipo.

4.6 Dismissione dell'impianto

Al termine della vita utile, normalmente prevista in 20 anni, l'impianto deve essere smantellato, anche se questa fase non presuppone automaticamente l'abbandono dell'area interessata. Al contrario, è ragionevole pensare che un sito, con buone risorse eoliche e, soprattutto, con dati di ventosità consolidati dal lungo esercizio dell'impianto stesso, possa continuare ad essere utilizzato sostituendo le macchine installate con aerogeneratori tecnologicamente più avanzati.

4.7 Ricavi dell'energia elettrica

I produttori che, in Italia, intendono immettere nella rete di media o alta tensione elettricità generata da macchine eoliche possono valorizzarla attraverso tre distinti meccanismi:

- a. cessione alla rete dei chilowattora prodotti;
- b. vendita dei certificati verdi;
- c. adesione alla tariffa omnicomprensiva di € 0,30 per kWh prodotto per impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW nominali.

Naturalmente, occorre effettuare una stima della quantità di energia prodotta.

4.7.1 Quantità di energia prodotta

La quantità di energia prodotta dal parco in oggetto è stimata, in base ai dati anemometrici in possesso dell'Amministrazione. Si prende, pertanto, a riferimento lo Studio predisposto dal Comune di Casarano sul sito oggetto dell'intervento, che effettua stime sulla velocità del vento nel sito considerato. In particolare, si può ritenere che la velocità del vento nel sito considerato sia pari a 4,5 – 6,5 m/s (Dati Anemometrici Ufficio tecnico Comune di Casarano, opportunamente rielaborati).

Si hanno, di conseguenza, le seguenti quantità prodotte:

Velocità del vento 4,5 – 6,5 m/s

Producibilità kW/h 37,5


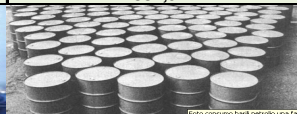

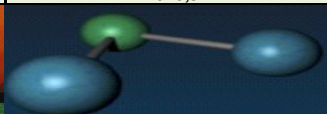
Giorni annui 365

Ore giorno 24

N. Impianti attivi 5

Producibilità annua 1.478.250 kWh (considerando una perdita del 10%)

4.8 Impatto ambientale dell'investimento

VALUTAZIONE MANCATO IMPATTO AMBIENTALE			
Emissioni Evitate CO ₂ [Kg/anno]	TEP/anno	Emissioni Evitate NO _x Kg/anno	Emissioni Evitate SO ₂ Kg/anno
974.314,0	332,0	2.165,1	2.020,8
			
24.357,9	8.299,7	54,1	50,5
Emissioni Evitate CO ₂ in 25 anni [ton]	TEP 25 anni	Emissioni Evitate NO _x 25 anni [ton]	Emissioni Evitate SO ₂ 25 anni [ton]

5. Il project finance per finanziare le iniziative eoliche

In precedenza è stato sottolineato come, per realizzare un impianto di energia eolica, sia necessario un rilevante investimento iniziale. L'accesso a canali di finanziamento adeguati per reperire capitali a costi non elevati può amplificare, attraverso il fenomeno della leva finanziaria, la redditività del progetto. Nel corso degli ultimi anni, soprattutto per iniziative nel settore energetico, si è sviluppato e diffuso in tutto il mondo il ricorso al "project finance". Il *project finance* è una operazione di finanziamento di un'opera, caratterizzata dalla valutazione, da parte degli istituti di credito e degli altri soggetti finanziatori, non tanto dell'azienda che richiede il prestito e della sua situazione economico-patrimoniale, bensì della fattibilità dell'opera e delle sue prospettive economiche, ovvero dell'attitudine a restituire, attraverso i proventi generati, il debito contratto.

La caratteristica essenziale del *project finance* è la capacità, o meglio l'attitudine, dell'attività economica finanziata - il progetto - a produrre il *cash flow* in grado di garantire il servizio del prestito, nonché un'adeguata remunerazione del capitale investito. La capacità di individuare e convogliare risorse intorno alla realizzazione dell'iniziativa trova giustificazione nel progetto in sé e nella sua capacità di ripagare le risorse, in esso investite, con ragionevole attendibilità. Il progetto deve pertanto risultare chiaramente identificabile tanto dal punto di vista giuridico quanto da quello economico e patrimoniale. Ecco perché alla base dell'operazione deve esserci una società di progetto (società veicolo, nella terminologia anglosassone), che rappresenta il soggetto a cui fanno capo tutte le attività e le obbligazioni del progetto sottostante; essa viene costituita con l'obiettivo di stabilire un'entità economica con personalità giuridica e con propria capacità economica e patrimoniale, con oggetto sociale limitato alla realizzazione e gestione dell'opera.

6. Le assunzioni di redditività del centro eolico di Casarano

Lo sviluppo del business plan si basa su alcune assunzioni iniziali che sono riportate di seguito. In particolare, le assunzioni di base possono essere riferite a quattro macro-categorie:

A. Dati di impianto

In relazione alla dimensione del centro eolico di Casarano, si ipotizza l'installazione di 5 impianti formati da 1 pala eolica ciascuno, per un totale di 5 pale alte 50 m, della potenza di 200 kW. Considerata la capacità complessiva del parco (1000 kW), il costo delle sole macchine può essere stimato indicativamente in 1.745 €/kW.

Tipologia macchine Bastien – 200 kW

Costo €/kW 1.745,00

Numero Pale 5

Potenza per macchina kW 200

Potenza del parco eolico kW 1000

B. Dati di investimento

Considerati i costi per l'acquisto delle macchine eoliche e le stime disponibili in relazione ai costi per le opere accessorie, di collegamento alla rete e di sviluppo dell'iniziativa, e la complessità del sito destinato al centro eolico di Casarano, il costo complessivo dell'investimento è di circa 2,7 milioni di euro.

Costo macchine: € 1.745.000

Imballo e spedizione, collaudo e messa in marcia: € 200.000

Cabina di trasformazione: € 100.000

Esecuzione e assistenza alle opere civili: € 150.000

Montaggio generatore eolico: € 200.000

Allaccio alla rete: € 250.000

Altri costi iniziali: € 60.000

Totale investimento iniziale € 2.705.000

C. Costi di gestione e canone di concessione riconosciuto al Comune

Costi di manutenzione: € 45.000 (all'anno per tutto il parco).

Vita utile 20 anni

A tali costi va sommato il canone di concessione da riconoscere al Comune. Si ipotizza di riconoscere al Comune un canone pari ad € 0,05 x kWh prodotto con un minimo di € 50.000 all'anno per 15 anni.

D. Ricavi di gestione

Considerando gli ultimi dati disponibili in relazione alla tariffa incentivante omnicomprensiva di € 0,30 per kWh prodotto e al prezzo di vendita dell'energia, i ricavi annui totali sono stimabili in circa 433.000 euro/anno per i primi 15 anni e circa 148.000 euro/anno dal 16° al 20° anno.

DATI DI RICAVO

Prezzo vendita energia €/kWh 0,09

Prezzo tariffa omnicomprensiva €/kWh 0,30

Ricavi da tariffa: € 443.475,00 (1° - 15° anno)

Ricavi da vendita: € 148.000,00 (16° - 20° anno)

6.1 I flussi economico-finanziari del centro eolico di Casarano

Sulla base dei dati di redditività ipotizzati, è possibile definire i flussi finanziari relativi all'iniziativa per la durata della vita utile dell'impianto e i relativi indicatori sintetici del valore prodotto dal progetto.

Anche in questo caso, è stato necessario formulare alcune ipotesi iniziali in merito a inflazione, imposizione fiscale, piano di ammortamento, costo del capitale di debito e tasso di attualizzazione dei flussi.

6.2 Ipotesi per il calcolo dei flussi economico-finanziari

INPUT PER ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA

Inflazione 2,5%

IRES 27,50%

Irap 3,90%

Ammortamento annuo 10%

Costo capitale di debito 6%

Tasso di attualizzazione (WACC) 5,4%

Per il finanziamento dell'opera, si è ipotizzato il ricorso all'indebitamento per un importo pari all'85% dell'investimento iniziale, per una durata di 15 anni. La rimanente componente è data dal capitale proprio, versato dal soggetto titolare della concessione.

Sulla base dei costi di investimento, dei costi di gestione e dei ricavi gestionali ipotizzati, gli indicatori di sintesi del progetto sono i seguenti:

Gli indicatori di sintesi del progetto

Valore attuale netto del progetto (VAN) € 360.956

Tasso di rendimento interno (TIR) 7,7%

Periodo di pareggio del progetto (PPA) 8 ANNI

Sulla base di tali valori, e delle ipotesi assunte nel presente studio, si sottolinea la sostenibilità economico-finanziaria del progetto, in grado di garantire sia un buon livello di remunerazione per le imprese private coinvolte, che un adeguato canone di concessione per il Comune di Casarano.