Allegato

Direzione Centrale Catasto, Cartografia e
Pubblicità Immobiliare

INDIRIZZI OPERATIVI
in tema di determinazione della rendita catastale
delle unità immobiliari destinate a centrali eoliche

1. LE CENTRALI EOLICHE

Le centrali eoliche rappresentano impianti destinati alla produzione dell'energia elettrica attraverso lo sfruttamento dell'energia del vento. Una centrale eolica è costituita, in generale, da una serie di generatori eolici con le relative opere di fondazione, da cabine di trasformazione e controllo, da installazioni elettriche e da cavi per la connessione alla rete, da opere di sistemazione a terra quali piazzole, viabilità, ecc., nonché da eventuali ulteriori opere accessorie.

I generatori eolici possono essere suddivisi in base alla tecnologia costruttiva in due macro-famiglie:

- generatori ad asse verticale, costituiti da un rotore con l'albero posizionato perpendicolarmente alla direzione del vento, che si prestano ad essere adottati per applicazioni di tipo rurale e/o residenziale, quindi per impianti di taglia medio/piccola[1]. Tali generatori rappresentano una piccola percentuale dei generatori eolici attualmente in uso[2].
- generatori ad asse orizzontale, con asse di rotazione ortogonale alla torre di sostegno, i quali costituiscono la tipologia attualmente più diffusa.

[1] *Il sistema industriale lombardo nel business dell'eolico*, Fondazione Politecnico di Milano, Camera di commercio di Milano, 2011 (Pag. 8)
[2] *Quaderni di applicazioni tecnica N.13 – Impianti eolici* – ABB, 2011 (Pag. 11).

Le componenti principali di un generatore eolico ad asse orizzontale sono:

- il *rotore*, meccanismo che convoglia fisicamente l'energia del vento, formato da un mozzo centrale sul quale sono montate le pale;
- la *navicella*, al cui interno sono installate tutte le componenti atte alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica;
- il *moltiplicatore di giri* e il *generatore*: il primo estrae l'energia cinetica dal vento e la converte in energia meccanica, il secondo converte quest'ultima in energia elettrica;
- la *torre*, con funzione di sostegno dell'aerogeneratore, ancorata al terreno mediante fondazioni, solitamente di tipo profondo. I principali tipi di torre per gli aerogeneratori ad asse orizzontale sono a traliccio o tubolari (in acciaio o calcestruzzo). In larga misura, sono impiegate torri tubolari in acciaio laminato, di forma conica, con il diametro decrescente dalla base verso la sommità in cui è posta la navicella. Le diverse sezioni sono collegate e vincolate tra loro da flange imbullonate. Frequentemente tali costruzioni sono accessibili all'interno e dotate di scale o ascensori.
- i *sistemi di controllo e accessori*, quali ad esempio i sistemi di misura della forza e velocità del vento, di monitoraggio dell'efficienza, di controllo dell'aerogeneratore, ecc..

In funzione della potenza nominale dei generatori, tali istallazioni possono essere classificate in[3]:

- impianti di *piccola taglia* (1 - 200 kW), con diametro del rotore variabile tra 1 e 20 metri e altezza media della torre di circa 20 metri;
- impianti di *media taglia* (200 - 1.000 kW), con diametro del rotore variabile tra 20 e 50 metri e altezza media della torre di circa 40 metri;
- impianti di *grande taglia* (oltre 1.000 kW), con diametro del rotore variabile tra 55 e 80 metri e altezza media della torre di circa 90 metri.

Nelle centrali eoliche sono installati, tipicamente, generatori ad asse orizzontale di taglia media e grande. Gli aerogeneratori di piccola taglia sono, in

[3] *Il sistema industriale lombardo nel business dell'eolico*, Fondazione Politecnico di Milano, Camera di commercio di Milano, 2011 (Pag. 5).

genere, installati, invece, al servizio di utenze singole o piccoli gruppi di utenze, fra di loro collegate (mini e micro-eolico).

Secondo quanto rappresentato dall'ANEV - Associazione Nazionale Energia del Vento[4], sul territorio nazionale, a fine 2015 risultavano installati 6.484 generatori eolici di varia taglia, per un totale di potenza nominale installata pari a 8.942 MW. Nel panorama italiano, la diffusione relativa delle diverse taglie di impianto risulta abbastanza disomogenea (cfr. Figura 1). I generatori eolici con taglia 850 kW e 2 MW sono, infatti, in numero nettamente maggiore rispetto alle altre taglie; seguono le taglie più piccole, di potenza nominale inferiore ai 700 kW, e le taglie medie; le potenze nominali maggiori (2.5 MW e 3 MW) rappresentano una percentuale minore di installazioni.

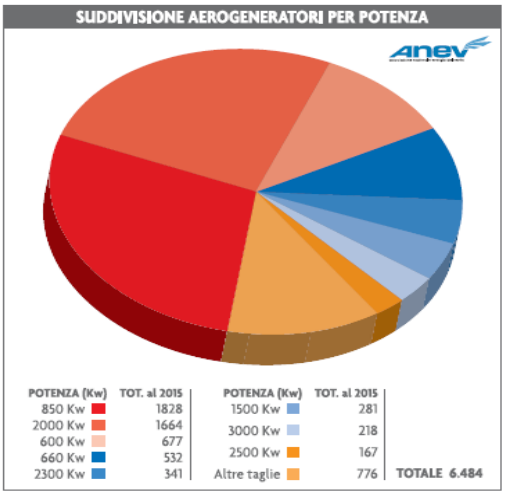
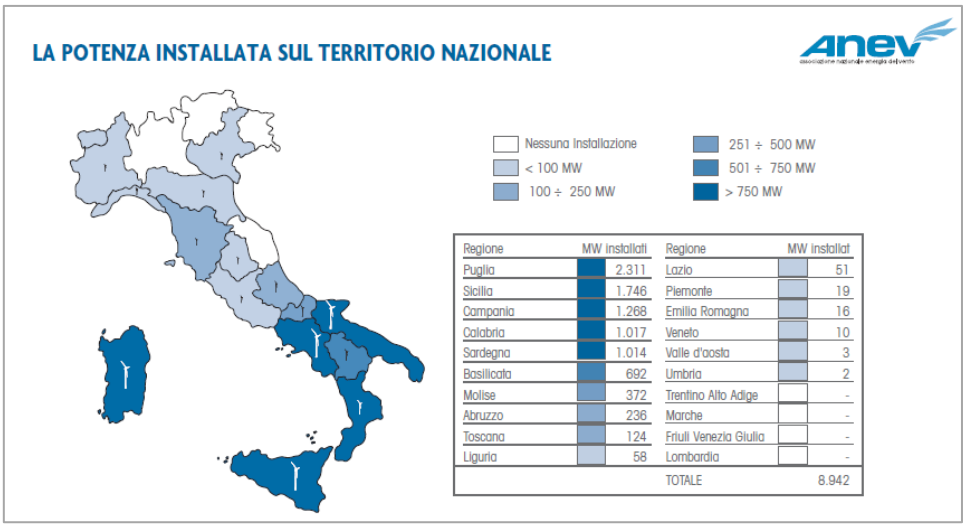


Figura 1
Aerogeneratori istallati sul territorio nazionale per potenza nominale
(Fonte: Brochure ANEV 2016 – www.anev.org)

La potenza installata sul territorio nazionale è per lo più distribuita nelle regioni del Sud Italia, prevalentemente in Puglia, Sicilia, Campania, Calabria e Sardegna (cfr. Figura 2).

[4] Brochure ANEV 2016 (www.anev.org).



Regione	MW installati	Regione	MW installat
Puglia	2.311	Lazio	51
Sicilia	1.746	Piemonte	19
Campania	1.268	Emilia Romagna	16
Calabria	1.017	Veneto	10
Sardegna	1.014	Valle d'aosta	3
Basilicata	692	Umbria	2
Molise	372	Trentino Alto Adige	-
Abruzzo	236	Marche	-
Toscana	124	Friuli Venezia Giulia	-
Liguria	58	Lombardia	-
		TOTALE	8.942

Figura 2
Potenza istallata nel territorio nazionale
(*Fonte: Brochure ANEV 2016 – www.anev.org*)

Le prospettive di sviluppo del settore, entro il 2020, prevedono, tuttavia, una crescita della potenza fornita dalle centrali eoliche (cfr. Figura 3), sia nelle regioni del Sud, che già ospitano la maggior parte dagli impianti eolici esistenti, sia in alcune regioni del Centro-Sud, come il Lazio, la Toscana e l'Abruzzo, che, attualmente, sono molto meno interessate da tali tipologie di centrali elettriche.

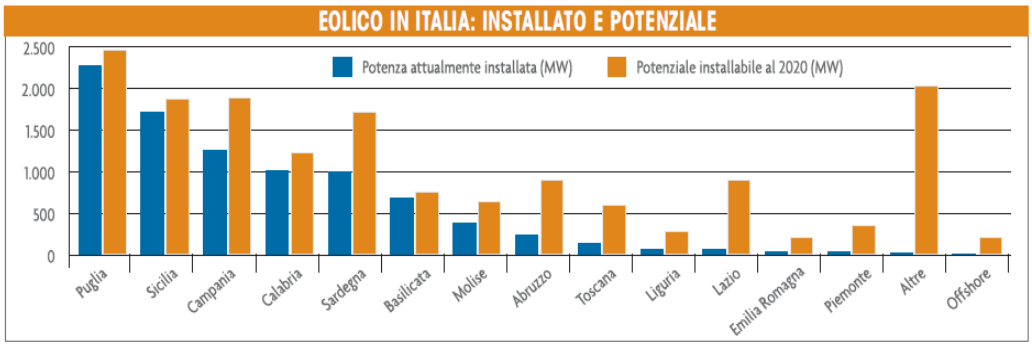


Figura 3
Prospettive di crescita dell'eolico in Italia
(*Fonte: Brochure ANEV 2016 – www.anev.org*)

2. QUADRO NORMATIVO E DI PRASSI CATASTALE DI RIFERIMENTO

Sull'obbligo e sulle modalità di dichiarazione in catasto delle centrali eoliche l'ex Agenzia del territorio aveva fornito specifiche indicazioni già con circolare n. 14/T del 22 novembre 2007.

In tale documento di prassi venivano, infatti, individuate, in coerenza con il quadro normativo di riferimento allora vigente, le diverse componenti immobiliari costituenti la centrale eolica, rilevanti ai fini catastali, nonché le modalità di determinazione della relativa rendita catastale. In particolare, la sopra richiamata circolare n. 14/T del 2007 aveva precisato che *"devono essere menzionati nella stima tutti gli elementi che servono a qualificare la destinazione d'uso della centrale eolica. Ad esempio il traliccio e tutti gli elementi allo stesso incorporati e posti sulla navicella, le pale, i camminamenti, le strade, le recinzioni"*. Sotto il profilo tecnico estimativo, tale impostazione è stata successivamente confermata, ed ulteriormente dettagliata nelle sue modalità applicative, con circolare n. 6/T del 30 novembre 2012[5].

Più di recente, l'art. 1, comma 21, della legge n. 208 del 2015, ha introdotto innovazioni in tema di individuazione delle componenti immobiliari oggetto di valutazione catastale, prevedendo che *"A decorrere dal 1° gennaio 2016, la determinazione della rendita catastale degli immobili a destinazione speciale e particolare, censibili nelle categorie catastali dei gruppi D e E, è effettuata, tramite stima diretta, tenendo conto del suolo e delle costruzioni, nonché degli elementi ad essi strutturalmente connessi che ne accrescono la qualità e l'utilità, nei limiti dell'ordinario apprezzamento. Sono esclusi dalla stessa stima diretta macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo"*.

Attesa la portata innovativa delle previsioni sopra richiamate ed il loro impatto sulle attività di aggiornamento delle banche dati catastali, l'Agenzia ha emanato alcuni documenti di prassi e fornito specifiche indicazioni per le attività di accertamento catastale effettuate dagli Uffici Provinciali–Territorio, correlate

[5] Si rammenta che la Circolare n.6/T del 2016 è stata indicata dall'art. 1, comma 244, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, quale strumento di interpretazione autentica delle modalità di applicazione dell'articolo 10 del regio decreto legge 13 aprile 1939, n. 652.

alla redazione degli atti di aggiornamento da parte dell'utenza professionale, ai sensi del decreto del Ministro delle Finanze 19 aprile 1994, n. 701.

Con particolare riferimento alle unità immobiliari destinate a centrali eoliche, la circolare n. 2/E del 1° febbraio 2016 ha precisato che, a decorrere dal 1° gennaio 2016, *"…non sono più oggetto di stima […] gli aerogeneratori (rotori e navicelle), gli inverter…"* (cfr. paragrafo 2.1).

Successivamente, in seguito a richieste di chiarimento in merito a profili di natura essenzialmente operativa pervenute da parte delle Strutture territoriali dell'Agenzia e di alcuni tecnici professionisti incaricati dalla proprietà della redazione di atti di aggiornamento catastale, con nota prot. n. 60244 del 27 aprile 2016, la Direzione Centrale Catasto, Cartografia e Pubblicità Immobiliare ha evidenziato che le torri su cui sono installati gli aerogeneratori (rotori e navicelle), unitamente alle relative opere di fondazione, rappresentano opere annoverabili nel genere delle "*costruzioni*" e, come tali, quindi, da includere nella stima diretta delle centrali eoliche. Con tale nota, è stato, infatti, precisato che "*Considerate … le caratteristiche tipologiche e costruttive di tali elementi, è possibile riconoscere negli stessi la natura di "opera edile avente i caratteri della solidità, della stabilità, della consistenza volumetrica, nonché della immobilizzazione al suolo", così come precisato nella circolare n. 2/E del 2016. Pertanto, ai sensi del richiamato articolo 1, comma 21, della Legge, per le unità immobiliari in argomento vanno considerate, tra le componenti immobiliari oggetto di stima, il suolo, le torri con le relative fondazioni, gli eventuali locali tecnici che ospitano i sistemi di controllo e trasformazione e le sistemazioni varie, quali recinzioni, percorsi, ecc."* (cfr. paragrafo 1.3).

Tale indicazione è stata, peraltro, confermata anche con successiva circolare n. 27/E del 13 giugno 2016 che, sull'argomento, ha precisato che *"Quanto alle strutture di sostegno degli aerogeneratori delle centrali eoliche, più che di semplici pali, trattasi di vere e proprie torri, spesso accessibili al loro interno e talvolta dotate di strutture di collegamento verticale. Le caratteristiche tipologico-costruttive di tali strutture, nelle quali è possibile riconoscere i caratteri della solidità, della stabilità, della consistenza volumetrica, nonché della immobilizzazione al suolo, così come indicato nella circolare n. 2/E del 1° febbraio 2016 dell'Agenzia delle Entrate, portano ad annoverare le stesse tra le*

"costruzioni" e, come tali, quindi, da includere nella stima diretta finalizzata alla determinazione della rendita catastale della centrale eolica. Pertanto, ai sensi dell'articolo 1, comma 21, della legge di Stabilità 2016, a decorrere dal 1° gennaio 2016 per le unità immobiliari in argomento vanno considerate, tra le componenti immobiliari oggetto di stima catastale, il suolo, le torri con le relative fondazioni, gli eventuali locali tecnici che ospitano i sistemi di controllo e trasformazione e le sistemazioni varie, quali recinzioni, viabilità, ecc., posti all'interno del perimetro dell'unità immobiliare" (cfr. paragrafo 1.3).

3. PROFILI ESTIMATIVI RELATIVI ALLA DETERMINAZIONE DELLA RENDITA CATASTALE DELLE CENTRALI EOLICHE

Con riferimento alle componenti delle centrali eoliche che, per quanto precedentemente rappresentato, assumono rilevanza catastale, si ritiene utile fornire alcune indicazioni di natura tecnico-estimativa, che potranno costituire un utile riferimento per l'attività di accertamento degli immobili in esame, in particolare quando la rendita catastale degli stessi è determinata con procedimento indiretto mediante approccio di costo.

Tali indicazioni, tratte in larga misura da pubblicazioni e studi di organismi operanti nel settore eolico, assumono comunque carattere orientativo, essendo spesso riferite ad analisi riguardanti una pluralità di installazioni, e possono, pertanto, rappresentare un pratico riferimento allorquando non si dispone di ulteriori elementi , di maggior dettaglio, riferibili alla specifica unità immobiliare di cui si vuol determinare la rendita catastale. Nell'ambito delle attività di accertamento catastale effettuate dagli Uffici Provinciali – Territorio, tali elementi di dettaglio riferiti alla singola unità immobiliare possono, come noto, essere acquisiti anche facendo ricorso alle disposizioni, in tema di poteri istruttori, accessi, ispezioni e verifiche, di cui all'art. 19, comma 13, del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122[6].

Nella determinazione della rendita catastale delle centrali eoliche effettuata

[6] Le indicazioni di carattere generale fornite con il presente documento possono, peraltro, essere utilizzate anche per una verifica del carattere di "ordinarietà" delle informazioni tecnico economiche di dettaglio eventualmente disponibili per l'unità oggetto di accertamento.

secondo i criteri previgenti le nuove disposizioni di cui alla legge n. 208 del 2015, l'utenza professionale incaricata dalla proprietà della redazione degli atti di aggiornamento e gli Uffici Provinciali–Territorio, nelle correlate attività di accertamento catastale, hanno fatto spesso ricorso al procedimento indiretto di stima, mediante valorizzazione parametrica dell'intero cespite immobiliare, o della componente realizzata fuori terra (torre, navicella, rotore), utilizzando, il più delle volte, la potenza nominale della centrale, quale unico parametro sintetico di stima.

Considerato che per gli immobili in esame i nuovi criteri di cui all'art. 1, comma 21, della sopra richiamata legge n. 208 del 2015, così come precisati con i documenti di prassi già menzionati, prevedono, a decorrere dal 1° gennaio 2016, l'esclusione dalla stima catastale di componenti come le navicelle, i rotori e gli *inverter*, nei successivi paragrafi si riportano i risultati prodotti dalle ricerche condotte da istituti ed associazioni di settore, nazionali ed europei[7], su centrali eoliche costituite, come nella configurazione più diffusa, da aerogeneratori ad asse orizzontale, dotati di torri tubolari coniche in acciaio, di potenza medio-grande, che evidenziano, tra l'altro, l'incidenza percentuale media delle diverse voci di costo, dirette ed indirette, connesse alla realizzazione di una centrale eolica, rispetto all'investimento complessivo, così come l'incidenza percentuale media del costo della sola torre di sostegno rispetto al costo complessivo delle principali opere fuori terra (torre, navicella, rotore).

In presenza di strutture di sostegno degli aerogeneratori di materiale o tipologia differente (ad esempio: torri in calcestruzzo o torri a traliccio) e negli altri casi in cui le indicazioni sopra esposte, in base alle condizioni specifiche degli immobili oggetto di accertamento, non risultino applicabili, la stima del costo delle diverse opere oggetto di accertamento catastale (torri, fondazioni, ecc.) potrà essere effettuata, in prima approssimazione, mediante un'analisi dei costi semplificata, basata sulle quantità di materiali di cui tali opere sono costitute e sui relativi prezzi unitari ricavati da fonti qualificate (prezzari regionali, listini, ecc.).

[7] Tenuto conto che i costi delle singole componenti costituenti una centrale eolica, di sviluppo del progetto e di realizzazione dell'investimento possono variare, anche in misura considerevole da paese a paese, si è preferito fare riferimento esclusivamente a studi relativi al mercato nazionale e a quelli esteri più prossimi, tralasciando altre risultanze, comunque reperibili, ma riferite ad altri mercati come, ad esempio, quello statunitense, verosimilmente differenti.

3.1. L'investimento complessivo per la realizzazione di una centrale eolica

Secondo una ricerca condotta dal Politecnico di Milano nel 2012, il costo medio di realizzazione di un impianto eolico in Europa è stimabile tra i 1.300 €/kW e i 1.400 €/kW[8]. Su tale costo incidono in massima parte la struttura di sostegno (torre) e l'aerogeneratore (rotore e navicella)[9]. Di seguito si riportano le incidenze percentuali medie, rispetto all'investimento complessivo, delle diverse voci di costo connesse alla realizzazione di una centrale eolica, così come individuate nella menzionata ricerca del Politecnico di Milano:

Componente di costo	Incidenza
Acquisizione dei terreni e sistemazioni viarie	5%
Fondazioni	6%
Torre, navicella e rotore[10]	72%
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	9%
Consulenza tecnica e sviluppo del progetto	8%

Tabella 1
Composizione del costo di investimento per un impianto eolico in EUROPA
(Fonte: *Wind Energy report 2012* - Politecnico di Milano)

I dati sopra esposti sono sostanzialmente confermati da diversi studi internazionali, tra cui quello della *EWEA - European Wind Energy Association* del 2009 che, con riferimento all'anno 2006, rileva un costo medio di realizzazione di un impianto eolico tra i 1.000 €/kW e i 1.350 €/kW[11], e individua, con riferimento ad un impianto tipico di potenza nominale pari a 2 MW, istallato in Europa, la seguente ripartizione percentuale delle diverse componenti di costo:

[8] *Wind Energy report - Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica,* Politecnico di Milano – Dipartimento di Ingegneria Gestionale, Luglio 2012 (Cfr §1.1, *Il principio di funzionamento, la struttura e i costi di un impianto eolico*, Pag. 23). La stima è effettuata su un campione di aerogeneratori entrati in funzione in Europa negli "ultimi due anni" (da riferirsi alla data del *Report* - 2012).

[9] Considerata la diversa rilevanza ai fini della stima catastale delle strutture di sostegno rispetto alle componenti impiantistiche deputate alla trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica, nel presente documento si è preferito fare riferimento alla terminologia già utilizzata in ambito catastale, individuando, così, con il termine "aerogeneratore" la componente impiantistica costituita dalla navicella e dal rotore, sebbene in letteratura possa anche riscontrarsi l'utilizzo dei termini "turbina eolica" o "aerogeneratore" per riferirsi al complesso di opere realizzate fuori terra, costituite, oltre che dalla navicella e dal rotore, anche dalla struttura di sostegno (torre).

[10] Nel *Wind Energy report* tali componenti vengono individuate complessivamente con il termine "generatore".

[11] *Economics of Wind Report*, EWEA - European Wind Energy Association, 2009 (Pag. 31).

Componente di costo	Incidenza
Acquisizione dei terreni e sistemazioni viarie[12]	4,8%
Fondazioni	6,5%
Torre, navicella e rotore[13]	75,6%
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	8,9%
Altri costi (consulenza tecnica, oneri finanziari, ecc.)	4,2%

Tabella 2
Ripartizione dei costi di un impianto eolico tipico da 2MW istallato in EUROPA
(Fonte: *Economics of Wind Report 2009,* EWEA - European Wind Energy Association)

La *IRENA- International Renewable Energy Agency*, sintetizzando i risultati ottenuti in altri studi, individua, infine, i seguenti *range* di variabilità delle incidenze, sull'investimento complessivo, delle differenti componenti di costo[14]:

Componente di costo	Incidenza
Opere civili (sistemazioni viarie, fondazioni, ecc.)[15]	4% – 16%
Torre, navicella e rotore[16]	65% – 84%
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	9% – 14%
Altri costi (consulenza tecnica, permessi, oneri finanziari, ecc.)	4% – 10%

Tabella 3
Ripartizione dei costi di un impianto eolico
(Fonte: *Renewable energy technologies: cost analysis series 2012. Wind Power, Volume 1: Power Sector*, IRENA - International Renewable Energy Agency)

Nella realtà italiana, tuttavia, le componenti di costo cosiddette accessorie assumono un peso maggiore rispetto al contesto europeo, facendo innalzare il costo medio di un impianto eolico fino a 1.600 €/kW[17]. Di seguito si riporta la

[12] Nel *Report* tali componenti vengono individuate rispettivamente come "*land rent*" e "road *construction*".
[13] Nel *Report* tali componenti vengono denominate, nel loro complesso, come "*turbine*".
[14] *Renewable energy technologies: cost analysis series. Wind Power, Volume 1: Power Sector,* IRENA International Renewable Energy Agency, 2012 (Pag. 19)
[15] Nel *Volume* tali opere vengono individuate come "*Construction*" .
[16] Nel *Volume* tali componenti vengono denominate, nel loro complesso, come "*wind turbine*".
[17] *Wind Energy report - Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica,* Politecnico di Milano – Dipartimento di Ingegneria Gestionale, Luglio 2012 (Cfr §1.1, *Il principio di funzionamento, la struttura e i costi di un impianto eolico,* Pag. 28).

composizione del costo di investimento complessivo per un impianto eolico realizzato in Italia, secondo quanto pubblicato nel 2012 dal Politecnico di Milano.

Componente di costo	Incidenza
Acquisizione dei terreni e sistemazioni viarie	7%
Fondazioni	6%
Torre, navicella e rotore[18]	66%
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	11%
Consulenza tecnica e sviluppo del progetto	10%

Tabella 4
Composizione del costo di investimento per un impianto eolico in ITALIA
(Fonte: *Wind Energy report 2012* - Politecnico di Milano)

Dati analoghi sono riscontrabili nelle pubblicazioni dell'ANEV[19] e dell'ENEA[20], nelle quali sostanzialmente si attribuisce un'incidenza variabile tra il 60% e il 70% al complesso torre, navicella e rotore, tra il 20% e il 25% alle opere infrastrutturali e tra il 10% e il 20% allo sviluppo progettuale.

Relativamente ai dati di composizione del costo di investimento complessivo sopra esposti, occorre, tuttavia, tener ben presente che una parte delle voci menzionate potrebbero, verosimilmente, non assumere rilevanza nella stima catastale di un impianto eolico, atteso che in detta stima devono essere prese in considerazione solo quelle componenti che ricadono all'interno del perimetro delle unità immobiliari, rappresentato nelle planimetrie rese disponibili al catasto e redatte nel rispetto delle disposizioni regolanti la materia (cfr. circolare n. 6/T del 2012). Si pensi, ad esempio, alle sistemazioni viarie e alle infrastrutture di collegamento alla rete elettrica (con i connessi oneri tecnici, finanziari, ecc.) che

[18] Nel *Wind Energy report* tali componenti vengono individuate complessivamente con il termine "generatore".
[19] *Energia del vento – Tecnica, normativa, ambiente e mercato*, ANEV - Associazione Nazionale Energia del Vento, 2013 (Pag. 252).
[20] *Quaderno Energia Eolica*, ENEA, Luglio 2011 (Pag. 10).

ricadono, generalmente, al di fuori del perimetro dell'unità immobiliare costituita da un singolo impianto eolico.

L'eventuale utilizzo dei dati sopra riportati per finalità catastali non può prescindere, pertanto, da una attenta valutazione delle effettive componenti immobiliari oggetto di stima catastale.

In altri termini, laddove, ad esempio, le principali sistemazioni viarie e le infrastrutture di collegamento alla rete elettrica siano esterne al perimetro dell'unità immobiliare, le incidenze delle altre componenti di costo (torre, navicella, rotore, fondazione, ecc.), rispetto all'investimento di rilevanza catastale, risulteranno evidentemente maggiori di quanto riportato nelle precedenti tabelle, nelle quali si fa riferimento al ben più ampio investimento complessivo.

3.2. I costi dei componenti del generatore eolico

Secondo la già citata ricerca condotta dal Politecnico di Milano e pubblicata nel 2012, su un campione di turbine eoliche istallate sul territorio europeo nel corso dei due anni precedenti, il costo complessivo di un generatore, completo della sua struttura di sostegno, varia tra i 900 €/kW e i 1.000 €/kW, in funzione delle sue dimensioni. Su tali costi incidono in maniera diversa i vari componenti che lo costituiscono. Tra questi, in particolare, il rotore e la torre di sostegno, che, in media, rappresentano rispettivamente il 34% e il 31% del costo totale di tutto il complesso fuori terra (cfr. Figura 4).

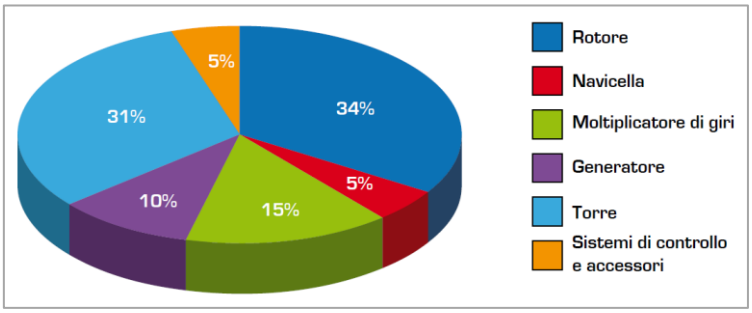


Figura 4
Impatto componenti sul costo complessivo di un aerogeneratore
(Fonte: Wind Energy report 2012 - Politecnico di Milano)

La ricerca pubblicata a cura della *European Wind Energy Association* (EWEA, 2007)[21] e ripresa nel successivo *Economics of Wind Report* (EWEA, 2009), determina l'incidenza delle singole componenti sul costo totale del generatore eolico in funzione della sua configurazione[22]. Nello specifico, analizzando i costi di produzione di un generatore eolico di potenza nominale pari a 5 MW e con altezza della torre pari a 100 m, la torre incide per circa il 26,3% (cfr. Figura 5).

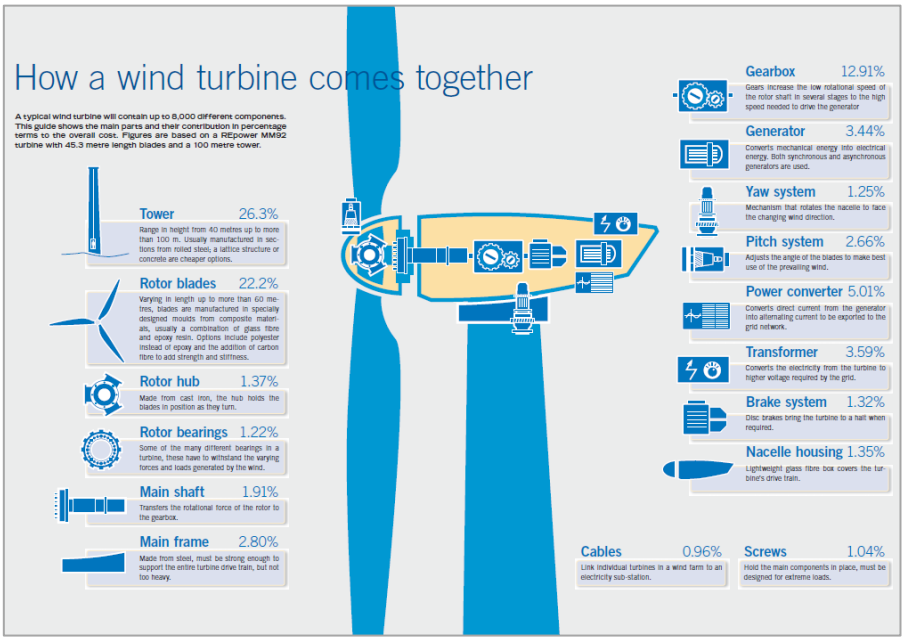


Figura 5
Impatto componenti sul costo complessivo di un aerogeneratore
(*Fonte: Economics of Wind Report, EWEA European Wind Energy Association*)

Analoghe indicazioni sono rinvenibili anche in pubblicazioni di società che operano nel settore delle tecnologie e dell'automazione[23] (cfr. Figura 6).

[21] *Supply Chain: The race to meet demand*, Wind Direction, January/February 2007, European Wind Energy Association (Pag. 32).
[22] In particolare, il prezzo della turbina eolica risulta proporzionale alla superficie spazzata dal rotore e alla radice quadrata dell'altezza del mozzo.
[23] *Quaderni di applicazioni tecnica N.13 – Impianti eolici* – ABB, 2011 (Pag. 24).

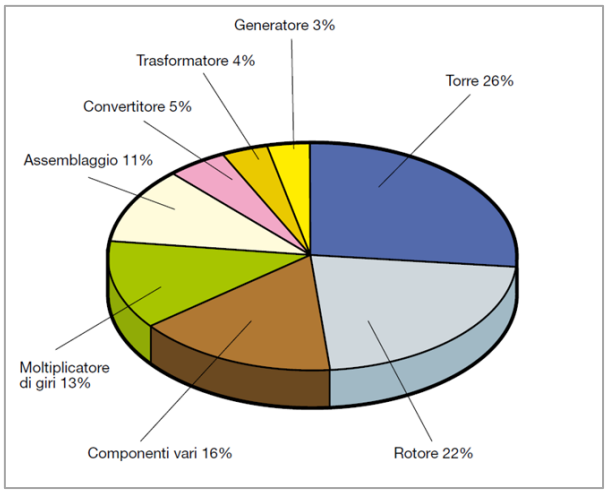


Figura 6
Impatto componenti sul costo complessivo di un aerogeneratore
(*Fonte: Quaderni di applicazioni tecnica N.13 – Impianti eolici – ABB*)

I dati sopra esposti, mostrano, in definitiva, una incidenza del costo della torre di sostegno variabile tra il 26% e il 31% del costo complessivo dell'intero aerogeneratore che, negli anni immediatamente precedenti il 2012, risultava, come detto, generalmente compreso tra i 900 €/kW e i 1.000 €/kW.

4. ESEMPIO DI DETERMINAZIONE DELLA RENDITA CATASTALE DI UN IMPIANTO EOLICO

Si riporta, di seguito, un esempio di determinazione della rendita catastale di un impianto eolico con aerogeneratore di potenza nominale pari a 2 MW, realizzato nel 2014. L'unità immobiliare dichiarata in catasto è costituita da un area di circa 1200 m^2, ubicata in zona agricola, sulla quale è stato realizzato l'impianto, del tipo ad asse orizzontale con struttura di sostegno (torre) tubolare in acciaio[24].

Attesa la finalità esplicativa, la stima della rendita catastale è effettuata sia con riferimento ai criteri previgenti la legge 28 dicembre 2015, n. 208 (tenendo conto, quindi, di *tutti gli impianti senza i quali la struttura perderebbe le caratteristiche che contribuiscono a definirne la specifica destinazione d'uso e che, al tempo stesso, siano caratterizzati da specifici requisiti di immobiliarità, a prescindere dal sistema di connessione utilizzato per il collegamento alla struttura*), sia con riferimento ai nuovi criteri di cui all'art. 1, comma 21 di tale legge (escludendo, pertanto, dalla stima *macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo*). La stima è effettuata con procedimento indiretto, mediante applicazione del saggio di fruttuosità del 2% al costo di riproduzione deprezzato del bene, secondo le disposizioni di cui alla circolare n. 6/T del 2012.

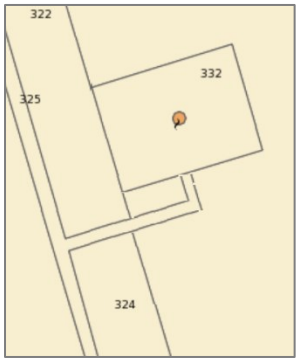


Figura 7
Veduta generale di un impianto eolico
(*Fonte: http://www.lagpower.it/portfolio-items/parco-eolico-san-giusto-lucera/*)

[24] L'esempio riportato ha il solo fine di meglio chiarire le modalità di applicazione, ad un caso concreto, delle informazioni fornite nella presente nota. I dati tecnico-economici riportati nell'esempio sono puramente indicativi e non rappresentano, pertanto, valori standardizzati utilizzabili nelle attività di accertamento catastale.

4.1. Stima della rendita riferita al periodo antecedente al 1° gennaio 2016

Valore del lotto (C1)

L'unità immobiliare è realizzata su un terreno originariamente di tipo agricolo, privo di particolare pregio. L'area racchiusa dal perimetro dell'unità immobiliare, così come rappresentata nella planimetria catastale, ha una estensione di 1.200 m^2, il cui valore unitario stimato, con riferimento all'epoca censuaria 1988-89, è pari a 2,5 €/m^2, comprensivo degli oneri di acquisizione.

Costo di realizzazione delle strutture, degli impianti fissi e delle sistemazioni esterne (C2 e C3)

Rientrano in questa voce i costi relativi alle opere edili di sistemazione dell'area (piazzola), al generatore eolico (rotore, navicella con tutti i relativi apparati di gestione e controllo, torre di sostegno, ecc.) e alla relativa fondazione.

L'aerogeneratore ha una potenza nominale pari a 2 MW ed è sostenuto da una torre tubolare in acciaio laminato di altezza pari a 95 m (cfr. Figura 8).

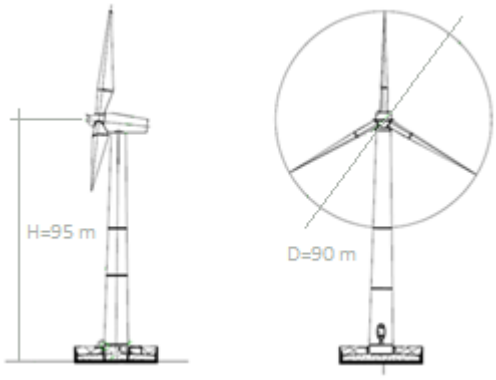


Figura 8
Schema aerogeneratore

Il costo complessivo a nuovo (2014) dell'intero complesso torre-navicella-rotore è assunto pari a 2.000.000 €.

Trattandosi di un complesso caratterizzato da elementi non omogenei quantomeno per vita utile (la torre di sostegno è annoverabile tra il genere delle costruzioni e quindi caratterizzata da una vita utile sensibilmente più lunga del gruppo navicella-rotore, elementi questi ultimi di natura

essenzialmente impiantistica), occorre preliminarmente individuare il costo della sola torre di sostegno, distinguendolo da quello della navicella e del rotore.

Nell'ipotesi in cui non risultino disponibili dati economici specifici relativi al costo della torre (computi metrici estimativi redatti per il rilascio delle autorizzazioni necessarie all'istallazione, fatture o contratti di acquisto, ecc.)[25], può farsi opportunamente ricorso alle risultanze delle analisi e degli studi citati nel precedente paragrafo 3.

Trattandosi di analisi relative ad una pluralità di istallazioni, dalle quali emerge una incidenza media del costo della torre, rispetto al costo complessivo di torre-navicella-rotore, compresa in un intervallo tra il 26% e il 31%, appare opportuno, in via cautelativa, assumere per l'immobile in esame l'incidenza minima sopra richiamata (26%).

Per la torre di sostegno non viene assunta alcuna riduzione del costo a nuovo, attesa la sua realizzazione successiva all'epoca censuaria di riferimento delle stime catastali e l'ipotizzata assenza di un rapido decadimento tecnico-fisico e funzionale della stessa (la sua vita utile è tale da non richiedere l'applicazione del costo medio infracensuario).

Quanto, invece, agli elementi impiantistici rappresentati dalla navicella e dal rotore, in assenza di dati specifici (le istallazioni eoliche hanno trovato ampia diffusione solo nell'ultimo decennio), viene assunta una "vita utile" pari a 20 anni (cfr. Tabella 1.1 di cui all'Allegato 1 al D.M. 6 luglio 2012) e valore residuo nullo al termine della stessa.

Sebbene l'impianto sia stato realizzato nel 2014, e quindi dopo l'epoca censuaria di riferimento delle stime catastali (biennio 1988-89), attesa la "vita utile breve" della componente navicella-rotore, nella stima catastale viene utilizzato, per tale componente, il costo medio infracensuario, ridotto rispetto al costo a nuovo, che, secondo quanto previsto nell'Allegato III alla circolare n. 6/T del 2012, nel caso specifico (VT_U = 20 anni e V_R = 0%) risulta pari al 75% del costo a nuovo.

[25] Tali dati possono essere acquisiti dall'Ufficio che accerta la rendita definitiva dell'unità immobiliare facendo ricorso alle disposizioni, in tema di poteri istruttori, accessi, ispezioni e verifiche, di cui all'art. 19, comma 13, del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122

Per la fondazione di tipo profondo, con platea in calcestruzzo armato su pali (cfr. Figura 9), è stato assunto un costo totale a nuovo (2014) pari a 110.000 €.

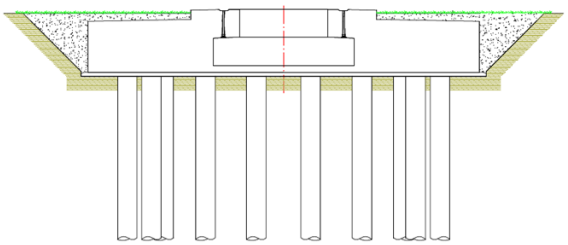


Figura 9
Schema fondazione

Per la struttura di fondazione non viene assunta alcuna riduzione del costo a nuovo, attesa la sua realizzazione successiva all'epoca censuaria di riferimento delle stime catastali e l'ipotizzata assenza di un rapido decadimento tecnico-fisico e funzionale della stessa (la sua vita utile è tale da non richiedere l'applicazione del costo medio infracensuario).

Per la sistemazione delle aree esterne comprese nel perimetro dell'unità immobiliare viene assunto un costo a nuovo[26] (2014) pari a 24.000 € (20 €/m^2 x 1.200 m^2).

I costi così determinati con riferimento alla data di realizzazione dell'impianto (2014) sono ricondotti all'epoca censuaria di riferimento delle stime catastali (biennio 1988-89) mediante l'indice FOI pubblicato dall'ISTAT, attesa l'assenza di ulteriori indici dei prezzi specifici per la tipologia di opere in esame. Il coefficiente di anticipazione temporale risulta, pertanto, pari a 0,48 (FOI_{2014} = 0,999 / $FOI_{1988\text{-}89}$ = 2,063).

Spese tecniche (C4)

In assenza di dati specifici relativi alla remunerazione dei professionisti che sono intervenuti nella progettazione, direzione lavori e collaudo della unità

[26] In considerazione della vita utile di tali opere (verosimilmente abbastanza lunga), per la stima viene assunto a riferimento il costo a nuovo, e non quello medio infracensuario.

immobiliare in esame, le spese tecniche sono assunte pari al 4% dei costi relativi alla realizzazione delle strutture, impianti e sistemazioni esterne[27].

Oneri concessori e di urbanizzazione (C5)

Gli oneri concessori e di urbanizzazione si assumono nulli, in virtù delle previsioni di cui all'art. 17, comma 3, lettera e, del decreto del Presidente della Repubblica del 6 giugno 2001, n. 380, confermate dal punto 8.1 delle Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010.

Oneri finanziari (C6)

Gli oneri finanziari sono stati stimati applicando un saggio di interesse annuo pari al 13% sull'intero costo di realizzazione, dato dalla somma del valore del lotto, del costo di strutture e impianti e delle spese tecniche (cfr. Allegato Tecnico II della Circolare n. 6/T del 2012). Nel caso in esame è stata ipotizzata una esposizione finanziaria che si realizza progressivamente nel periodo necessario alla realizzazione delle opere costituenti l'unità immobiliare, stimato in un anno. Pertanto, gli oneri finanziari vengono sinteticamente determinati assumendo l'intero costo di realizzazione dell'impianto ed un periodo di esposizione pari a 6 mesi.

Utile del promotore (P)

L'utile del promotore è stato considerato pari al 6% dell'investimento, atteso che nella generalità dei casi tali realizzazioni sono eseguite su commessa (remunerazione della sola organizzazione dei mezzi della produzione).

Applicando al costo di ricostruzione deprezzato dell'unità immobiliare il saggio di fruttuosità del 2%[28] (unità censita nella categoria catastale D/1) si determina la rendita catastale che, nel caso in esame, risulta pari a 19.950,00 €.

[27] Tale percentuale è coerente con quanto rinvenibile nelle tariffe professionali di Ingegneri ed Architetti per categorie di opere ed importi assimilabili a quelli oggetto di accertamento, così come previsto dall'Allegato II alla circolare n. 6/T del 2012.

[28] Saggio stabilito dalla menzionata circolare n. 6/T del 2012 per le unità immobiliari censite nelle categorie del gruppo D, come nel caso delle centrali eoliche (D/1).

Lo schema dei costi di ricostruzione ed il calcolo della rendita catastale dell'immobile sono sintetizzati nella seguente Tabella 5:

VOCI DI COSTO				COSTO
C_1	**Valore del lotto** (1.200 m^2 x 2,5 €/m^2)		€	3.000
C_2	**Costo di realizzazione delle strutture e sistemazioni varie**			
	a	Sistemazioni area (24.000 € x 0,48)	€	11.520
	b	Fondazioni (110.000 € X 0,48)	€	52.800
	c	Torre di sostegno (2.000.000 € x 26% x 0,48)	€	249.600
C_3	**Costo di realizzazione degli impianti**			
	d	Navicella e rotore (2.000.000 € x 74% x 0,48 x 0,75)	€	532.800
C_4	**Spese Tecniche** (4% di C_2+C_3)		€	33.869
C_5	**Oneri concessori e di urbanizzazione**		€	0
C_6	**Oneri finanziari** [(13% di C_1+C_2+C_3+C_4+C_5) x 0,5 anni]		€	57.433
P	**Profitto del promotore** (6% di C_1+C_2+C_3+C_4+C_5+C_6)		€	56.461
		Totale	**€**	**997.483**
		RENDITA CATASTALE (997.483 € x 0,02)	**€**	**19.950**

Tabella 5
Schema dei costi e rendita catastale dell'impianto eolico
(stima ***ante*** Legge 28 dicembre 2015, n. 208)

4.2. Stima della rendita riferita al periodo successivo al 1° gennaio 2016

A seguito delle novità introdotte dall'art. 1, comma 21, della legge n. 208 del 2015, nella stima della rendita catastale dell'unità immobiliare precedentemente descritta, a decorrere dal 1° gennaio 2016, devono essere escluse le voci di costo riconducibili a "*macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo*", che, nel caso delle centrali eoliche, sono costituite dall'aerogeneratore (rotore e navicella). Resterà, invece, ancora inclusa nella stima catastale la torre di sostegno dell'aerogeneratore, in quanto opera riconducibile, per quanto precedentemente esposto, al genere delle "costruzioni".

Nella seguente Tabella 6 è riportato lo schema dei costi di ricostruzione ed il calcolo della rendita catastale dell'immobile, determinati con le medesime

assunzioni e il medesimo procedimento (fatta eccezione per l'esclusione dalla stima dell'aerogeneratore) già esposto nel paragrafo 4.1:

VOCI DI COSTO				COSTO
C_1	**Valore del lotto** (1.200 m^2 x 2,5 €/m^2)		€	3.000
C_2	**Costo di realizzazione delle strutture e sistemazioni varie**			
	a	Sistemazioni area (24.000 € x 0,48)	€	11.520
	b	Fondazioni (110.000 € X 0,48)	€	52.800
	c	Torre di sostegno (2.000.000 € x 26% x 0,48)	€	249.600
C_4	**Spese Tecniche** (4% di C_2+C_3)		€	12.557
C_5	**Oneri concessori e di urbanizzazione**		€	0
C_6	**Oneri finanziari** [(13% di C_1+C_2+C_3+C_4+C_5) x 0,5 anni]		€	21.416
P	**Profitto del promotore** (6% di C_1+C_2+C_3+C_4+C_5+C_6)		€	21.054
		Totale	**€**	**371.946**
		RENDITA CATASTALE (371.946 € x 0,02)	**€**	**7.439**

Tabella 6
Schema dei costi e rendita catastale dell'impianto eolico
(stima ***post*** Legge 28 dicembre 2015, n. 208)

4.3. Ipotesi di valutazione preliminare, di larga massima, della congruenza della riduzione di rendita catastale a seguito dello scorporo delle componenti impiantistiche (ex art. 1, comma 22, della legge 28 dicembre 2015, n. 208)

Si riporta, di seguito, un esempio di valutazione preliminare, e di larga massima, del livello di congruità della riduzione della rendita catastale di una centrale eolica già censita in catasto ed oggetto di variazione catastale (ex art. 1, comma 22, della legge n. 208 del 2015) per la rideterminazione della stessa rendita mediante scorporo della componente impiantistica (rotore e navicella).

Considerato che le ipotesi assunte nell'esempio che segue si basano, essenzialmente, sulle risultanze delle ricerche richiamate al precedente paragrafo 3, che, come detto, fanno riferimento a dati tecnico-economici medi relativi ad una pluralità di impianti, appare opportuno evidenziare la natura di "verifica preliminare di congruità" dell'approccio seguito, atteso che l'accertamento della rendita definitiva dell'unità immobiliare dalla quale viene esclusa la componente impiantistica non può, comunque, prescindere da un attento esame degli elementi oggetto di specifica valutazione (il cespite immobiliare così come dichiarato con la variazione catastale ex comma 22) nonché di quelli alla base della rendita catastale già in atti (che si presuppone sia stata determinata considerando tutti gli aspetti tecnico-estimativi precedentemente richiamati).

L'esempio è sviluppato ipotizzando che la rendita già in atti della centrale eolica, prima della variazione per scorporo della componente impiantistica, sia stata determinata con procedimento indiretto, applicando il saggio di fruttuosità del 2% al capitale fondiario valutato con stima sintetica di tipo monoparametrico, utilizzando la potenza nominale dell'aerogeneratore, espressa in kW (senza, quindi, distinzione di dettaglio delle singole voci di costo o di valore relative alle diverse componenti della centrale).

Al fine di individuare l'incidenza sulla rendita in atti delle componenti oggetto di scorporo ai sensi del menzionato comma 21, viene assunta a riferimento la composizione del costo di investimento di cui alla Tabella 4, in relazione alla quale è stato ipotizzato che gran parte (circa il 90%) delle voci "*Acquisizione dei terreni e Sistemazioni viarie*" e "*Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica*" (unitamente ai proporzionali oneri di "*Consulenza tecnica e sviluppo*

del progetto”) siano riconducibili a componenti non ricomprese nel perimetro dell’unità immobiliare e come tali, quindi, non incluse nella stima della rendita catastale in atti della suddetta unità.

Considerato, altresì, che nella menzionata Tabella 4 il costo del complesso “Torre-Navicella-Rotore” viene indicato con una unica voce di costo, ai fini della ripartizione di quest’ultima tra le distinte componenti “Torre di sostegno” e “Navicella-rotore” (differenti per natura - strutturale o impiantistica - con conseguente diverso trattamento ai fini della stima catastale) si assumono le indicazioni riportate nella Figura 6 (incidenza “Torre” pari al 26% e incidenza della “Navicella-rotore” e degli ulteriori elementi impiantistici pari al 74%).

Ai fini della determinazione dell’incidenza delle singole componenti di costo sull’investimento complessivo di rilevanza catastale, per gli elementi impiantistici (navicella, rotore, ecc.) è stato assunto, infine, il costo medio infracensuario pari al 75% del costo a nuovo (cfr. Allegato III alla circolare n. 6/T del 2012, assumendo VT_U = 20 anni e V_R = 0%).

Sulla base di tale ipotesi, la composizione del costo di investimento (e della proporzionale rendita) delle opere aventi, nel caso di specie, rilevanza catastale risulta la seguente:

Componente di costo	**Incidenza** su investimento complessivo (cfr. Tabella 4 e Figura 6)				**Incidenza** su investimento di **rilevanza catastale**	
Acquisizione dei terreni e sistemazioni viarie	*a*	7,0%	a_1 (10% *a*)	0,7%	**1,0%**	$= \frac{a_1}{(a_1 + b + c_1 + c_2 * 0{,}75 + d_1 * 0{,}75) * (1 + \frac{e}{a+b+c+d})}$
			a_2 (90% *a*)	6,3%		
Fondazioni	*b*	6,0%			**8,8%**	$= \frac{b}{(a_1 + b + c_1 + c_2 * 0{,}75 + d_1 * 0{,}75) * (1 + \frac{e}{a+b+c+d})}$
Torre, navicella e rotore	*c*	66,0%	Torre c_1 (26% *c*)	17,2%	**25,2%**	$= \frac{c_1}{(a_1 + b + c_1 + c_2 * 0{,}75 + d_1 * 0{,}75) * (1 + \frac{e}{a+b+c+d})}$
			Nav + Rot c_2 (74% *c*)	48,8%	**53,8%**	$= \frac{c_2 * 0{,}75}{(a_1 + b + c_1 + c_2 * 0{,}75 + d_1 * 0{,}75) * (1 + \frac{e}{a+b+c+d})}$
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	*d*	11,0%	d_1 (10% *d*)	1,1%	**1,2%**	$= \frac{d_1}{(a_1 + b + c_1 + c_2 * 0{,}75 + d_1 * 0{,}75) * (1 + \frac{e}{a+b+c+d})}$
			d_2 (90% *d*)	9,9%		
Consulenza tecnica e sviluppo del progetto	*e*	10,0%	e_1 *	8,2%	**10,0%**	$= \frac{e}{a+b+c+d+e}$
			e_2 *	1,8%		

Tabella 7

Composizione del costo di investimento di rilevanza catastale per un impianto eolico

* La voce di costo complessiva relativa alla *Consulenza tecnica e sviluppo del progetto* (*e*) può essere ripartita in misura proporzionale alle componenti ricomprese (e_1) o meno (e_2) nel perimetro dell’unità immobiliare attraverso le seguenti espressioni:

$$e_1 = e \times \frac{(a_1 + b + c + d_1)}{(a + b + c + d)} \qquad e_2 = e \times \frac{(a_2 + d_2)}{(a + b + c + d)}$$

Escludendo pertanto dalla stima originaria le componenti non più valutabili ai sensi del comma 21 della legge n. 208 del 2015, quali il rotore, la navicella e i relativi impianti elettrici di collegamento alla rete (unitamente ai proporzionali oneri di "*Consulenza tecnica e sviluppo del progetto*") si perviene alla incidenza, rispetto alla originaria stima in atti, delle componenti valutabili anche dopo il 1° gennaio 2016, come indicato nella seguente Tabella 8:

Componenti valutabili *ante* legge n. 208 del 2015	**Incidenza** su valore totale		**Incidenza** sul valore totale **delle sole componenti valutabili** *post* legge n. 208 del 2015	
Acquisizione dei terreni e sistemazioni viarie	*a*	**1,0%**	**1,0%**	***Inclusa*** *nella stima ai sensi del comma 21*
Fondazioni	*b*	**8,8%**	**8,8%**	***Inclusa*** *nella stima ai sensi del comma 21*
Torre	c_1	**25,2%**	**25,2%**	***Inclusa*** *nella stima ai sensi del comma 21*
Navicella e rotore	c_2	**53,8%**	-------	***Esclusa*** *dalla stima ai sensi del comma 21*
Infrastrutture di collegamento alla rete elettrica	*d*	**1,2%**	-------	***Esclusa*** *dalla stima ai sensi del comma 21*
Consulenza tecnica e sviluppo del progetto	*e*	**10,0%**	**3,9%**	***Inclusa*** *per la quota pari a:* $e * \frac{a+b+c_1}{a+b+c_1+c_2+d}$
		100,0%	**38,9%**	

Tabella 8
Incidenza delle componenti ancora valutabili ai sensi del comma 21 della legge n. 208 del 2015

5. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- ABB, *"Quaderni di applicazioni tecnica N.13 – Impianti eolici"*, 2011 (https://library.e.abb.com/public/ca72690859c50914c1257937002944c0/1SDC007112G0901.pdf)

- ANEV, *Brochure 2016* (http://www.anev.org/wp-content/uploads/2016/05/Anev_brochure_2016web.pdf)

- ANEV, "*Energia del vento – Tecnica, normativa, ambiente e mercato"*, 2013

- ENEA, "*Quaderno Energia Eolica"*, Luglio 2011 (http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/documenti/quaderni-energia/energiaeolica.pdf)

- EWEA, *"Supply Chain: The race to meet demand"*, Wind Direction, January/February 2007 (http://www.altenergystocks.com/assets/Wind%20Directions.pdf)

- EWEA, "*Economics of Wind Energy*", 2009 (http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf)

- Fingersh, L.; Hand, M.; Laxson A. "*Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*", Dicembre 2006 (http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf)

- Fondazione Politecnico di Milano, Camera di commercio di Milano, *Il sistema industriale lombardo nel business dell'eolico*, 2011 (http://www.mi.camcom.it/c/document_library/get_file?uuid=0a3bab3a-709e-4c1e-b15f-0ee99b6987ae&groupId=10157)

- IRENA, "*Renewable energy technologies: cost analysis series. Wind Power"*, Volume 1. Power Sector, 2012 (https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf)

- Malcolm, D. J.; Hansen, A. C. "*WindPACT Turbine Rotor Design Study: June 2000-June 2002"*, 2006 (http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/32495.pdf)

- Politecnico di Milano – Dipartimento di Ingegneria Gestionale, "*Wind Energy report - Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica*", collana quaderni AIP, 2012 (https://www.cliclavoro.gov.it/Progetti/Green_Jobs/Documents/Energie_rinnovabili/Approfondimenti/Report-eolico-polimi-2012.pdf)