



# CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

## PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI - SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO

### PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO <b>PRO-REL-10</b>	TITOLO <b>ENERGIA PRODOTTA E COSTI</b>	SCALA -
--------------------------------	---	------------

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

#### Committente



TG Energie rinnovabili S.r.l.  
Ravenna via Zuccherificio n.10  
P.IVA 02260730391



#### Gruppo di progettazione

#### ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

**Ing. Franco Cesari**



#### GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	06-03-2013	Data edizione	

Il presente documento è proprietà riservata di TG S.r.l. Ai sensi dell'art. 2575 C.C. è vietata la riproduzione, la pubblicazione e l'utilizzo senza espressa autorizzazione.

<b>REVI- SIONE</b>	<b>DATA</b>	<b>STATO MODIFICHE</b>	<b>ATTUALE</b>	<b>E</b>	<b>AUTORE</b>	<b>APPRO- VATO</b>
<i>00</i>	<i>Marzo 2013</i>	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem</i>			<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>	<i>Aprile 2013</i>	<i>Paragg. 2.2.1.1, 2.2.2.1/2/3</i>				<i>Cesari</i>
<i>02</i>	<i>Maggio 2013</i>	<i>Parag. 2.2.1.1</i>				<i>Cesari</i>

## INDICE

<b>INDICE</b> .....	3
CAP. 1 .....	5
FATTORI CARATTERISTICI .....	5
DELL'IMPIANTO EOLICO E .....	5
PRODUZIONE D'ENERGIA.....	5
ELETTRICA .....	5
1.1 FATTORI CARATTERISTICI DELL'IMPIANTO EOLICO.....	7
1.2 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E .....	12
CORRISPONDENTI CONSUMI .....	12
CAP. 2 .....	17
VALUTAZIONI ECONOMICHE .....	17
2.1 CONSIDERAZIONI GENERALI .....	19
2.2 STIMA DEI COSTI E DEI RICAVI.....	21
2.2.1 Valutazioni sul costo capitale.....	21
2.2.1.1 <i>Stime relative al sito in progetto</i> .....	21
2.2.1.2 <i>Confronti con impianti esistenti</i> .....	23
2.2.2 Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio .....	26
2.2.2.1 <i>Costi variabili ed energia generata</i> .....	26
2.2.2.2 <i>Piani economici</i> .....	29
2.2.2.3 <i>Fattore di capacità di carico</i> .....	31
2.3 CONSIDERAZIONI SUL CONTO ECONOMICO E SULLE PROSPETTIVE DEL CAMPO EOLICO A MARE .....	34



## **CAP. 1**

# **FATTORI CARATTERISTICI DELL'IMPIANTO EOLICO E PRODUZIONE D'ENERGIA ELETTRICA**



## 1.1 FATTORI CARATTERISTICI DELL'IMPIANTO EOLICO

Per una prima sintetica rappresentazione delle proprietà dell'insediamento e dei suoi riflessi positivi si possono fare alcune considerazioni, che sono riassumibili nei seguenti parametri

*Fattore di disponibilità dell'impianto, 0.97.* Il tempo d'utilizzazione dell'impianto rispetto a quello di possibile funzionamento dà un'idea di quanto la macchina aerogeneratrice sia in servizio e, per complementarità, dei tempi necessari per manutenzione (ordinaria/straordinaria), riparazione, etc. Sulla base delle caratteristiche di funzionamento e di vita delle macchine è possibile assegnare un valore particolarmente significativo, che può variare lungo il periodo d'esercizio e che mediamente può essere dell'entità indicata.

*Fattore di carico, 0.20-0.30/35.* Le ore di funzionamento equivalenti (riportate alla piena potenza dell'aerogeneratore) rispetto a quelle complessive dell'anno solare (8.760 ore) consentono di valutare l'energia realmente producibile rispetto a quella teoricamente generabile in un anno con funzionamento a piena potenza. Si può ritenere che per il sito considerato il fattore di carico sia molto prossimo al valore massimo indicato, anche in virtù della modernità delle macchine da utilizzare. Pertanto, il valor medio dovrebbe stare nell'intervallo 0,27-0,34/0,35.

*Efficienza aerodinamica,  $\geq 93\%$ .* E' il rapporto tra l'energia prodotta dal campo eolico e l'energia di una singola turbina moltiplicata per il numero delle macchine in un determinato lasso di tempo. Una turbina, che è sistemata in un campo eolico e che è posta in scia con altra macchina, sarà soggetta ad una velocità media più bassa. La perdita d'energia dipende dal particolare lay-out del sito (o topografia del sito, che determina i regimi di scia) e dall'area del campo (o estensione della configurazione, che è causa della spaziatura reciproca delle unità). Le minori perdite ascrivibili ad una spaziatura più ampia dovrebbero essere bilanciate dai maggiori costi per i cavi elettrici e per la loro installazione. Un primo fattore, che può avere significato, è rappresentato dalle condizioni climatiche del sito (velocità del vento, persistenza nel tempo, etc.). Un secondo fattore, che è altrettanto importante, sta nella spaziatura lungo le due direzioni principali del sito (spaziatura uguale sarebbe ottimale, anche se sembra essere predominante quella che vede le unità in scia reciproca). L'aumento della spaziatura fa crescere l'efficienza del sito. Si è calcolato che, passando da una spaziatura impostata su 8 D (ove D è il diametro rotorico) nelle due direzioni a 10 D e a 16 D, l'efficienza del sito si incrementava rispettivamente di 3% e di 7%, raggiungendo il 98%.

*Rendimento di trasmissione, 96%.* E' il rendimento elettrico del sistema, che provvede a generare e a trasmettere l'energia elettrica.

*Rendimento globale, 86%.* E' il prodotto delle tre quantità, prima elaborate, e precisamente la disponibilità delle macchine, l'efficienza aerodinamica ed il rendimento di trasmissione. Fornisce l'energia, che è possibile cedere alla rete rispetto a quella, che è stata generata in un determinato lasso di tempo dal

campo eolico. Pertanto, la potenza utile dell'impianto è deducibile da quella teorica, applicando a questa alcuni fattori riduttivi, quali

<i>fattore di disponibilità dell'impianto</i>	$\eta_d = 0,97;$
<i>fattore di carico</i>	$\eta_c = 0,22-0,35;$
<i>efficienza aerodinamica</i>	$\eta_a > 93\%;$
<i>rendimento di trasmissione</i>	$\eta_e = 96\%;$

che danno luogo al seguente prodotto pari al *rendimento presunto*

$$\eta_t = \eta_a \times \eta_d \times \eta_e \geq 86\%.$$

Altri dati sono il *numero di macchine per concessione*, i *posti di lavoro recuperati* (pari a 0,5-1 unità per MW installato in tutto il ciclo lavorativo), il *numero di famiglie alimentate con l'energia generata*, etc.

Tab. 1.1. Dati sulle centrali per la generazione di energia elettrica

Nome	Potenza (MVA)	Committente/ Proprietario	Tipo	Provincia
<u>Centrali termoelettriche</u>				
Bari Termica	261,4	ENEL Produzione	TE	BA
Brindisi Nord	1.480,0	EDIPOWER	TE	BR
Brindisi Sud C.le	3.000,0	ENEL Produzione	TE	BR
ENIPOWER BR. 150	397,2	ENIPOWER (A)	TE	BR
ENIPOWER BR. 380	1.410,0	ENIPOWER (A)	TE	BR
ENIPOWER TA	91,4	ENIPOWER (A)	TE	TA
ISE CET3	704,0	ISE (A)	TE	TA
Modugno C.le	1.470,0	Energia Modugno	TE	BA
Candela	480,0	EDISON	TE	FG
<b>Totale regionale</b>	<b>9.294,0</b>			
Subtotale prov. di BR	6.287,2			
Subtotale prov. di BA	1.731,4			
Subtotale prov. di TA	795,4			
Subtotale prov. di FG	480,0			
<u>Centrali eoliche</u>				
Daunia Calvello	41,4	Daunia Calvello	EO	FG
Daunia Candela	39,1	Daunia Candela	EO	FG
Daunia Serracapriola	22,0	Daunia Serracap.	EO	FG
Daunia W Faeto	14,0	Daunia Wind	EO	FG
EDENS Celle	30,6	EDENS	EO	FG
EDENS Orsara	18,0	EDENS	EO	FG
EDENS Volturara	11,6	EDENS	EO	FG
EOLICA E. Carpigna	14,0	EOLICA ENERGIA	EO	LE
Eolica Pietramonte- corvino	20,0	Eolica Pietramon- tecorvino S.r.l.	EO	FG
EOLO3W Minervino	52,0	EOLO3W Miner- vino Murge	EO	BT
EOS1 Troia	70,0	EOS1 Troia	EO	FG
EOS4 Faeto	24,0	EOS1 Faeto	EO	FG
FORTORE E. ALBER.	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Piscat.	49,9	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Roseto	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FRI-EL Murgeolica	55,0	FRI-EL	EO	BT
FRI-EL S. Agata	72,0	FRI-EL	EO	FG
IVPC Alberona	33,0	IVPC	EO	FG
IVPC Anzano	69,0	IVPC	EO	FG
	715,6			
IVPC4 Celle S. V.	31,0	IVPC4	EO	FG

IVPC4 Roseto	18,0	IVPC4	EO	FG
IVPC4 Volturara	15,0	IVPC4	EO	FG
LECCE TRE	36,0	Parco Eolico Salentino	EO	LE
Lucky Wind	15,9	Lucky Wind	EO	FG
Ordogna E. Carapelli	34,0	Terzi Minori	EO	FG
Ponte Rotto	26,0	TERZI MINORI	EO	FG
SER S.Agata	66,4	TERZI MINORI	EO	FG
SISTEMI ENERGETICI	36,0	SISTEMI ENERGETICI	EO	FG
SORGENIA MINERVINO	18,0	SORGENIA MINERVINO	EO	BT
TRINERGY 6	38,0	TRINERGY 6	EO	FG
VOREAS PIETRAMONT	48,0	VOREAS	EO	FG
Sub-totale	1 097,9			
<b>Totale regionale</b>	<b>1.097,9</b>			
Subtotale prov. di FG	922,9			
Subtotale prov. di BR	0,0			
Subtotale prov. di BA	0,0			
Subtotale prov. di TA	0,0			
Subtotale prov. di BT	125,0			
Subtotale prov. di LE	50,0			

#### Complessivo centrali a generazione elettrica

##### Totale complessivo

a livello regionale	10.391,9 MVA
a livello prov. di FG	1.402,9 MVA
a livello prov. di BT	125,0 MVA
a livello prov. di BA	1.731,4 MVA
a livello prov. di BR	6.287,2 MVA
a livello prov. di TA	795,4 MVA
a livello prov. di LE	50,0 MVA

N.B. EO, centrale eolica; TE, centrale termoelettrica.

Fonte: Dati Atlarete 2010

Numero macchine per concessione, 36. L'insieme di aerogeneratori da installare nel sito è legato a varie considerazioni, oltre che tecniche, soprattutto a valutazioni d'accettabilità da parte della popolazione e all'impatto sull'ambiente. Non si può trascurare una certa sensibilità nei confronti di simili insediamenti, dovuta al numero molto ridotto di parchi eolici e collegata con una tradizione di produzione energetica ottenuta per vie diverse da quelle tipiche dello sfruttamento delle risorse rinnovabili e per di più con unità offshore.

Superficie occupata dalle macchine per superficie della concessione. Il collegamento tra superficie e numero di macchine non è dato facilmente comprensibile. Infatti,

l'occupazione diretta di suolo è minima. Si può ritenere che essa al massimo potrebbe corrispondere al suolo occupato dalla proiezione sul suolo della superficie della fondazione per macchina a terra o semi-offshore o sul pelo dell'acqua della passerella esistente alla base della torre per macchina off-shore. Secondo altra ipotesi potrebbe corrispondere all'area della sezione dei tre montanti, di cui si compone il castello fondario. E', pertanto, pari ad un cerchio di 10/15 m. di diametro (grosso modo pari ad 80/100 mq.) per macchina. Se è rapportata all'area della concessione, si ottiene un numero piuttosto esiguo.

Nel tentativo di arrivare ad una definizione di "area occupata" si può ritenere -in seconda battuta- che essa al massimo possa corrispondere alla proiezione sul suolo della superficie della fondazione a livello del pelo dell'acqua o di quello della passerella esistente alla base della torre per macchina off-shore.

Secondo altra ipotesi, come terza alternativa, si potrebbe farla corrispondere all'area descritta dal perimetro cerchiante la sezione dei tre montanti, di cui si compone il castello fondario sul fondale. E', pertanto, pari ad un triangolo equilatero di lato 15 m circa, di altezza 12,99 m circa e grosso modo di 100 mq (per la precisione 97,42 mq.) di area per macchina. Rapportandola all'area della Concessione, che perimetra il campo eolico, si ridurrebbe ad un numero piuttosto esiguo.

*Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale.*

*Posti di lavoro recuperati, 0,5-1 unità per MW installato.* Considerando l'intervallo di variabilità di tale parametro, si potrebbe contare su uno spettro di addetti compreso tra 5-20 unità, se si tiene conto di tutte le attività produttive intrinseche al ciclo tecnologico, cioè da quelle manifatturiere a quelle di esercizio, da quelle sui materiali allo smantellamento dell'insediamento eolico. Una valutazione di minimo, basata sulla scarsa specializzazione della forza-lavoro e delle PMI presenti in zona, potrebbe far propendere per una stima anche al di sotto dell'intervallo dichiarato, che invece potrebbe essere valido come indicazione di tendenza, e limitarsi a considerare un valore più modesto (una decina di lavoratori) per l'incremento occupazionale in loco.

## 1.2 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E CORRISPONDENTI CONSUMI

### 1.2.1 Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale

La provincia, nella quale è installato il maggior parco di centrali, è senza dubbio la provincia di Brindisi, ma anche quella di Foggia si avvia ad un quantitativo di centrali ad energie rinnovabili particolarmente significativo (cfr. la Tab. 1.1). La quantità di MVA, colà localizzati, è piuttosto rilevante (6.287,2 MVA per Brindisi ed 1.402,9 MVA per Foggia), sia in se stessa, sia con riferimento alla capacità regionale di produzione di energia elettrica (10.391,9 MVA totali contro 7.690,1 MVA spettanti alle due province, pari a 89% del valore totale).

Se per la provincia di Brindisi bisogna far riferimento

- al polo energetico, concentrato attorno alle unità ENEL della centrale Brindisi Sud di Cerano, dotata di quattro caldaie per un totale di 3.000 MW;
- a quella di Brindisi Nord con quattro unità per 1.480 MW globali;
- a due altre centrali di potenza all'incirca equivalente per complessive 737,2 MW, etc., mentre nel caso della provincia di Foggia non si può parlare di un vero e proprio polo energetico termico, bensì eolico. Essendo rilevante in percentuale (pari a circa il 65,7% della potenza installata nella provincia) la potenza delle centrali eoliche sulla potenza totale, la loro distribuzione è più estesa e copre sostanzialmente il versante collinare o montagnoso della Capitanata, dei Monti della Daunia e dell'Appennino Campano.

Per il *comparto termoelettrico* si dovrebbero considerare, oltre all'unità esistente di Candela, quella da 540 MW, quella di S. Severo (da 386 MW) e quella a biomasse di Manfredonia (da 14 MW), ancora in progettazione, delle quali si parlerà più avanti.

L'eventuale inserimento di impianti eolici offshore, da aggiungere agli attuali parchi a terra, potrebbe ulteriormente incrementare l'inventario regionale di potenza elettrica, contribuendo in modo sostanziale a differenziare le sorgenti energetiche. E' evidente che, se saranno realizzati i previsti 760 MW termoelettrici, per mantenere l'attuale rapporto tra le diverse forme di generazione occorrerebbe installare almeno 200 MW da fonte eolica. Se si volesse migliorarlo, dovrebbe essere congruentemente innalzato siffatto livello.

Dalla Tab. 1.1 si rileva, inoltre, che il rapporto tra la potenza installata nella prov. di FG/BR e quella nella regione pugliese è di

$$\begin{aligned} 1.402,9 \text{ MVA} / 6.287,1 \text{ MVA} &= 0,2213 = 22,13 \% \\ 6.287,2 \text{ MVA} / 10.391,9 \text{ MVA} &= 60,50\% \end{aligned}$$

Il livello regionale pugliese della potenza elettrica non è molto discosto da quello, ritenuto particolarmente significativo della Sicilia, che sec. i dati TERNA è di (6.144,75 MVA al 2008) 7.978,6 MVA, conteggiando al solito per produrre energia di tutte le forme di combustibili fossili (gas, carbone, olio combustibile, etc.) ed alternativi, come le risorse eoliche o gli impianti ad acqua.

### 1.2.2 Consumi d'energia elettrica

La Tab. 1.2 fornisce i dati di assorbimento di energia elettrica a livello regionale da parte dei singoli comparti socio-economici e per provincia.

Per quanto si riferisce *all'agricoltura* ed ai prodotti derivati la provincia di FG viene subito dopo quella di BA, assorbendo 120,6 GWh/a contro 214,9 GWh/a della prov. del capoluogo regionale, mentre BR occupa l'ultimo posto. FG sta in terza posizione dopo BA e LE per i consumi del settore terziario, ove BR si situa ancora all'ultimo rango. In quarta ruota troviamo FG dopo BA, LE e TA per quelli domestici con BR buona ultima. Ultima è LE per quelli industriali, preceduta da FG, BR, BA e TA, che svetta su tutte le altre consorelle e che è più di 4 volte quella brindisina.

Riferendosi soltanto all'energia assorbita dalle *attività domestiche* e fermandosi a FG, che potrebbe essere considerato un punto di paragone attendibile (562.280 MWh/a per Foggia), da parte delle famiglie (in numero di 235.580 per FG) si rileva un consumo unitario di 2.387 kWh/fam.anno. Con una potenza installata di 3 kW/fam si avrebbe un impegno orario equivalente alla massima potenza per 796 h/a (pari a poco più di 2 h/giorno).

E' evidente che l'introduzione di centrali eoliche o fotovoltaiche abbiano il vantaggio di limitare notevolmente la *produzione di emissioni*, come CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, polveri ed altri inquinanti aeriformi, senza trascurare la necessità delle portate d'acqua di raffreddamento, che sono tanto più elevate, quanto maggiori sono le potenze delle caldaie (aspetto questo non critico per le unità, realizzate sulla costa, e di evidente importanza per quelle localizzate all'interno).

Tab. 1.2. Consumi d'energia elettrica per categoria d'utilizzatori e per provincia (GWh)

PROVINCE	Agricoltura	Industria	Terziario*	Domestici	Totale*
<b>Bari</b>	214,9	1.490,1	1.136,5	1.437,0	4.278,5
<b>Brindisi</b>	60,7	1.037,3	269,8	396,3	1.764,1
<b>Foggia</b>	120,6	500,8	437,3	562,2	1.620,9
<b>Lecce</b>	86,6	480,7	558,8	816,2	1.942,3
<b>Taranto</b>	83,1	4.923,3	414,9	580,2	6.001,5
<b>Totale</b>	565,9	8.432,2	2.817,3	3.791,9	15.607,3

Fonte: APEAC

Come riferimento obbligatorio da tenere in prospettiva sta la potenza complessiva della rete nazionale (circa 58.000 MW), che sfrutta tutte le forme di generazione d'energia elettrica attualmente offerte dalla tecnologia energetica.

Gli obiettivi del rapporto energetico-ambientale sono relativi alla promozione ed allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, in modo da rispondere efficacemente agli obiettivi di contenimento e di riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, così come previsto dagli accordi internazionali e comunitari.

Questi ultimi prevedono per l'Italia una riduzione delle emissioni di CO<sub>2eq</sub> del 6,5% entro il 2010, rispetto ai valori del 1990, ed un raddoppio del contributo derivante dalle fonti rinnovabili (dal 6% al 12%), così come riportato nel *Libro Bianco sulle Fonti Rinnovabili*. Di seguito, si riportano le tabelle relative ai consumi d'energia elettrica (suddivisi per categoria d'utilizzatori) e di combustibili ed oli minerali derivati dal petrolio (tabellati per tipologia di utilizzo finale), per quanto riguarda Foggia e le altre province pugliesi.

Già allo stato attuale, ammettendo una producibilità medio-minima di 1.800/2.000 h/anno da parte della centrale eolica si avrebbe un contributo d'energia elettrica da questa fonte rinnovabile per

$$108 \text{ MW} \times 2.000 \text{ h/a} = 216.000 \text{ MWh/a}$$

Confrontando con il totale dell'energia assorbita da tutte le attività della prov. di FG (pari a 1.764.100 MWh/a), che è quella a minor peso produttivo, fa risultare un apporto delle energie rinnovabili non trascurabile, anche tenendo conto che si potrebbe avere un incremento dei consumi soprattutto nel settore terziario (meno probabile potrebbe essere un analogo innalzamento per il settore industriale). I progetti eolici offshore attualmente in fase di elaborazione e di presentazione potrebbero apportare un contributo sostanziale, se saranno approvati dalle Autorità competenti anche in ambito regionale.

Rapportando l'energia assorbita globalmente nella provincia di BR al numero di abitanti, in essa residenti, il consumo pro capite di energia vale

$$1.764.100 \text{ GWh/anno} / (403.063 \text{ abit.}) = 4,37 \text{ MWh/anno.abit.}$$

Considerando l'apporto energetico da parte della centrale eolica si avrebbe la possibilità di fornire energia elettrica a

$$216.000 \text{ MWh/a} : (4,37 \text{ MWh/a.abit.}) = 49.427 \text{ abit.}$$

pari a circa il 12,26% della popolazione totale della prov. di BR.



## **CAP. 2**

# **VALUTAZIONI ECONOMICHE**



## 2.1 CONSIDERAZIONI GENERALI

Il calcolo sommario della spesa da affrontare per la realizzazione di un parco eolico dovrà essere effettuato sulla base di un computo metrico estimativo molto preciso, utilizzando prezzi unitari inequivoci, come quelli che si possono trarre dai prezziari dei Provveditorati Regionali alle Opere Pubbliche o da quelli emessi dalle Camere di Commercio e, soprattutto, dalle offerte dei vari fornitori, che potranno essere selezionati, e dall'esperienza di altri impianti.

Volendo seguire questa strada, si incontrano non poche difficoltà da superare

- per determinare correttamente parametri e quantità non censiti e non stimati in tali prezziari;
- per estrapolare ai siti eolici offshore dati, che sono stati valutati e che valgono in regioni lontane -magari nei mari del Nord-Europa- e dotate di caratteristiche molto diverse da quelle presenti nel luogo dell'insediamento, come è il Mar Mediterraneo;
- per pesare correttamente costi standardizzati da trasformare per scale di potenza o di altre variabili assai differenti da quelle originarie, se, ad es., sono valutate per impianti a terra;
- per la necessità di attenersi a procedure di stime di costi, che sono tradizionali in altri settori industriali come quelli dei lavori marittimi, e di trasporli alla applicazione attuale;
- per altre motivazioni che qui non si ripetono e che sono ben presenti a chi deve affrontare questa fase della valutazione dell'impianto eolico.

Nel computo dei costi si dovrebbero stimare le cause, che portano a far incrementare i costi delle macchine a mare rispetto a quelle a terra a parità di potenza unitaria ed anche le motivazioni che, invece, inducono a sospingere l'unità verso il mare aperto. E' bene ricordare che

- le macchine a mare possono avere rotori e potenze unitarie maggiori anche in relazione alla migliore esposizione eolica per minori resistenze al suolo;
- sono maggiori i costi capitale (e quelli di trasporto energia) a causa del costo dei cavi sottomarini, che crescono notevolmente con l'allontanare la macchina dalla riva, al pari del comportamento del sistema fondario;
- l'inquinamento acustico va gradualmente perdendo di significato con l'aumentare la distanza delle unità dalla costa;

- l'accessibilità alle unità a mare è più difficile, come pure la difesa dall'aggressività dell'ambiente marino (corrosione, erosione, etc.) specialmente sulle fondazioni;
- può essere minore la resistenza da parte delle comunità verso insediamenti eolici a mare, che possono essere installati più lontano dagli agglomerati urbani (alleggerendo le difficoltà di reperire nuovi siti e sfruttando anche una maggior dimestichezza con strutture o mezzi navali commerciali, visti in prospettiva).

E' giusto qui ribadire che queste ed altre caratteristiche ben note ed a lungo discusse nel corso della *Rel. Tec.* e delle *Rel Spec.*, come il miglioramento della affidabilità delle macchine, il loro incremento di potenza, la riduzione conseguente dei costi, etc., fanno ritenere estremamente interessante il considerare e il proporre per la Concessione e per le Autorizzazioni di rito gli insediamenti eolici completamente a mare.

## 2.2 STIMA DEI COSTI E DEI RICAVI

### 2.2.1 Valutazioni sul costo capitale

#### 2.2.1.1 Stime relative al sito in progetto

Si prenda a riferimento il *cronogramma del presente campo eolico*, pur ammettendo che una certa revisione e, soprattutto, un maggior approfondimento ed una più accurata suddivisione delle voci siano necessari nel periodo esecutivo del progetto. Ciò dovrà avvenire in una fase più avanzata del montaggio delle varie voci dei lavori (progetto, autorizzazioni, costruzione, montaggio, avviamento, etc.), riconoscendo che la stima attuale possa essere sufficientemente cautelativa e rappresentativa della sequenza delle operazioni prevedibili.

Ad ogni modo è indispensabile predisporre un breve quadro della *redditività dell'intrapresa* in modo da avere un'idea complessiva dell'opportunità di proporre un investimento rilevante in se stesso, mettendo almeno in evidenza il tempo di ritorno dei capitali investiti, il flusso di cassa derivante dall'esercizio dell'impianto e il margine di utile ottenibile.

In primo luogo si determini il *costo capitale dell'operazione*. Si considerino alcune ipotesi tecniche, che consentono di valutare questa prima parte dei costi. Si ritiene di impostare il campo eolico su una popolazione di *36 macchine*, che potrebbero essere costruite durante la realizzazione della wind farm in una unica soluzione o in due fasi successive, distanziate anche di un periodo di anni, che sia comandato e tagliato sui risultati dell'esercizio positivo del primo insieme di unità.

Trascurando questa alternativa ed ammettendo che la *profondità del fondale* sia (maggiore di 15 m ed inferiore a 30 m e, pertanto, pari a) 25 m, la *struttura fondaria di riferimento* potrebbe essere un traliccio a tre/quattro gambe, variamente collegate tra loro, in cima al quale è sistemato il pianale di alloggiamento della radice della torre di ogni aerogeneratore. Entro ogni gamba è fatto passare il palo, che serve ad assicurare la struttura al fondale e che è inserito del terreno -di natura sostanzialmente sabbiosa- del sito.

Con una profondità di fondale media ed uguale per tutte le unità da installare in un sito esteso, come è quello di riferimento, si potrebbero determinare per il cluster di aerogeneratori, fissati con tale tipologia di jacket, i valori di costo. Questi dati, che sono stati costruiti sulla base del diagramma temporale e che sono stati stimati, impiegando informazioni non sempre affidabilissime, pur se indispensabili per un primo montaggio economico, ed avendo assunto

- macchina eolica della potenza di	3.000 kW/unità
- profondità media del fondale	25 m
- numero unità	36

si dovranno determinare valori, che siano utili per valutazioni economiche previsionali.

Si possono prevedere i seguenti valori di primo orientamento, seguendo stime del progetto (segnalate con asterisco) e valutazioni su dati di impianti del Nord-Europa -almeno per quanto riguarda i costi della macchina eolica e quelli relativi ad avviamento, imprevisti e spese generali- per il

- costo della macchina eolica	4.150.000 €/unità
	(*)2.878.880 €/unità
- costo della struttura fondaria	1.750.000 €/unità
- costo del montaggio macchina e fondazione	750.000 €/unità
- costo del cavo sottomarino e relativa posa	800.000 €/unità
- sottostazione e collegamento a rete elettrica locale	450.000 €/unità
- avviamento, imprevisti, spese generali	750.000 €/unità
	(*)621.120 €/unità
- opere di mitigazione	250.000 €/unità
- costo totale di un'unità	8.900.000 €/unità
	(*)7.500.000 €/unità

che portano ad un

- costo complessivo del parco eolico (36 unità)	320.400.000 €/parco
	(*)270.000.000 €/parco
- costo per unità di potenza installata	≈2.970 €/kW
	(*)2.500 €/kW

*Nel prosieguo delle considerazioni sul bilancio economico si farà riferimento alle stime basate su informazioni estere, che, essendo anche superiori a quelle da fonte interna, consentono di avere una visione meno ristretta.*

Il dimensionamento dei costi va impostato con grande cautela, onde avvicinare il più possibile il costo reale, che va ricostruito presuntivamente, adottando margini di tolleranza adeguati al grado di conoscenza raggiunta, specialmente per quelle quantità di difficile valutazione al momento attuale.

Ad ogni modo dalla precedente valutazione risulterebbe un costo per unità di potenza installata, che, tenuto conto della situazione attuale del mercato delle macchine

eoliche e delle operazioni da fare a mare, non sembra affatto fuori misura al momento odierno.

Tab. 2.1.1. Dati analitici di costo per alcuni impianti a mare

Centrale	Phase CII UK	Vindeby DK	Lely NL	Tuno Knob DK	Horns Rev DK	Nearshore NL	Opti-OWECS NL	
Anno	1991	1991	1994	1995	1997	1997	1997	
Potenza [MW]	711*3	11*0,45	4*0,5	10*0,5	80*1,5	100*1	100*3	
Vento [m/s]	8,3 (a 55 m)	7,5 (a 40 m)	7,7 (a 42 m)	7,5 (a 43 m)	9,2 (a 55 m)	9,0 (a 60 m)	8,4 (a 60 m)	9,0 (a 60 m)
Capitale per kW [€/kW]	1900	2168	1720	2197	1648	1883	1240	
Capitale per area spazzata dal rotore [€/mq]	1500	908	652	920	769	Circa 1000	740	
Energia per area spazzata dal rotore [kWh/mq]	1276	978	735	1256	1644	Circa 1500	1566	1798
Fattore di carico	19 %	27 %	22 %	34 %	40 %	34 %	30 %	34 %
Capitale per MWh [€/MWh]	1175	928	886	732	467	628	473	412
Costo energia [€/kWh]	0,130	0,086	0,083	0,066	0,049	0,064	0,051	0,044

Un breve commento va pure fatto a proposito delle cifre, che sono presenti nel Computo Metrico ed in questo paragrafo a proposito del costo globale dell'impianto. La discrepanza nelle stime, che sono state riportate nel computo riquadrato, è dell'ordine di una cinquantina di milioni di Euro. E la ragione sta in una valutazione un po' abbondante, che qui è stata imposta ai costi di *avviamento, imprevisti, spese generali* (750 k€/unità contro 621,12 k€/unità) ed a quelli di acquisto della turbina (4.150 k€/unità contro 2.878,88 k€/unità).

Si ritiene, pertanto, di poter continuare a sviluppare le considerazioni economiche, che sono la finalità di questo capitolo, tenendo come base di riferimento il costo capitale, orientativamente valutato con dati del mercato estero con qualche considerazione anche per le stime interne.

### 2.2.1.2 Confronti con impianti esistenti

E' opportuno confrontare queste valutazioni di costo con quelli che sono tipici di centrali offshore, già realizzate all'estero.

Senza riprendere considerazioni, ben sviscerate, un semplice sguardo ai dati, che sono raccolti nella Tab. 2.1.1, fanno rilevare che le stime, ipotizzate per l'insediamento a Cerano non portano a indicazioni in controtendenza con le valutazioni economiche delle centrali esistenti o in progetto, come si è detto sopra.

Vale la pena di approfondire un poco l'argomento. Si prendano in esame i dati relativi ad impianti anche più recenti di quelli, che sono stati inseriti nella Tab. 2.1, come è nella Fig. 2-1.

Vi sono riportati entro parentesi tonde la distanza dalla costa (in km), la profondità del fondale (in m) e la potenza unitaria delle turbine eoliche, costituenti il parco. Il nome di ogni campo eolico è segnato in corrispondenza di ogni cerchio campito detto anche "Bubble size", il cui diametro è proporzionale alla potenza complessiva dell'impianto.

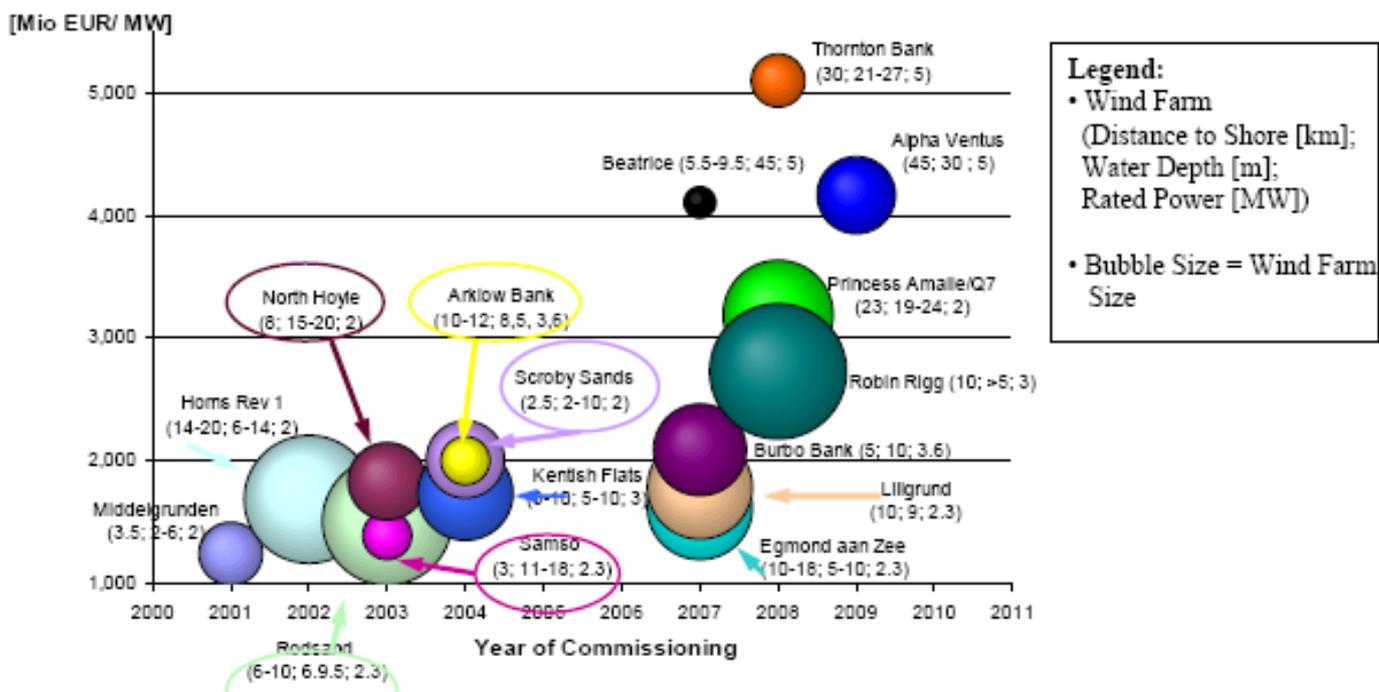


Fig. 2-1. Rappresentazione dei dati specifici degli impianti a mare più indicativi

Qualche commento la figura lo merita. I costi maggiori sono appannaggio di tre impianti, che hanno date di realizzazione diversa ed il cui costo unitario oscilla tra i 4.000 k€/MW ed i 5.000 k€/MW o di poco oltre.

Il più caro sembrerebbe essere il belga Thornton Bank I, che è costituito da 6 unità REpower da 5 MW, impostate su fondazioni a gravità, e che è entrato in funzione nel 2008.

Della stessa potenza unitaria e dello stesso costruttore sono le due turbine eoliche del progetto detto Beatrice, che è impostato a Moray Firth in Scozia, e quello di Alpha Ventus.

In tutti e tre i siti si è in presenza di macchine di rilevante potenza (5 MW), sistemate a grandi distanze dalla costa (rispettivamente 30, 25 e 45 km), posizionate su fondali a medio-alta profondità (in successione 30, 45 e 30 m) ed in numero abbastanza ridotto (6, 2 e 12).

Oltre alla soglia dei 3.000 k€/MW è anche l'impianto di Ormonde (150 MW), che è costituito da 30 turbine REpower da 5 MW ciascuna. La centrale, che è entrata in servizio nel 2012 e che è installata su fondale da 17-22 m mediante jacket a 4 gambe distanti circa 10 km (nel Mar d'Irlanda orientale) da Barrow in Furness sulla costa della Cumbria, è costata 3.460 k€/MW.

Nell'intervallo tra 3.000 e 2.000 k€/MW stanno i campi eolici di Princess Amalia Q7 (Maggio 2008), Robin Rigg (Giugno 2009), Burbo Bank (Ottobre 2007), Scroby Sands (Ottobre 2004) ed Arklow Bank (Dicembre 2003). Le potenze sono variabili, quelle maggiori competono ai campi Q7 (120 MW) e Robin Rigg (180 MW), che sono anche i più recenti.

Proprio per quest'ultima installazione le cifre, apparse sulla stampa specializzata, sono un po' discordanti tra loro. Secondo alcune fonti il costo ammonterebbe a 500 M€ con un'entità unitaria di ~2.780 k€/MW installato, secondo altre scenderebbe a 325 M€ per un costo unitario di 1.800 k€/MW. Il grafico si allinea con la prima proposizione, che appare anche la più attendibile trovando conferma nei valori contenuti nella Tab. 2.2.4.

Da quest'ultima tabella si possono trarre altre indicazioni, che sono sempre utili per orientare le considerazioni sui costi capitale. In primo luogo, in merito alla potenza installata si conferma l'attuale tendenza alla crescita, che sembra piuttosto decisa, sia nel numero delle macchine, sia nella potenza unitaria. Dopo i campi eolici di Horns Rev e di Nysted, che hanno potenze superiori al centinaio di MW, sono occorsi quasi cinque anni prima di avere un parco eolico di potenza superiore a quella di Horns Rev.

In secondo luogo, l'ultima colonna (full load hours per year) pone un argomento fondamentale per la riflessione sulla producibilità degli impianti a mare. Gli impianti recenti sono stati scelti in zone geografiche, nelle quali il numero di ore annuali equivalenti di massima potenza superano la soglia delle 3.000 con una punta sulle 4.200 per Horns Rev.

## 2.2.2 Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio

### 2.2.2.1 Costi variabili ed energia generata

Una voce importante dei *costi variabili* è rappresentato dalla *manutenzione*. Si è assunto cautelativamente nel 2,0 % del costo capitale (senza alcuna riduzione per sistemi del campo eolico, che sono meno esposti alla manutenzione) l'onere annuale per tale servizio, che è pari a

$$\begin{aligned} & 320.400 \text{ k€/anno} \times 0,02 = 6.408 \text{ k€/anno} \\ (*) & 270.000 \text{ k€/anno} \times 0,02 = 5.400 \text{ k€/anno} \end{aligned}$$

che al primo anno può essere considerata pari alla metà. Altre voci sono quelle del personale costituito genericamente da

1 responsabile x 60 k€/anno	=	60 k€/anno
2 impiegati x 40 k€/anno	=	80 k€/anno
3 tecnici x 40 k€/anno	=	120 k€/anno
8 operai x 30 k€/anno	=	240 k€/anno
totale	=	500 k€/anno

e quelle per assicurazione pari al 5‰ del costo capitale per 1.602 k€/anno (1.350 k€/anno). Il totale per il primo anno -ipotizzando di conteggiare metà della spesa per manutenzione- ammonta a 5.306 k€/anno (4.550 k€/anno), mentre negli anni successivi varrebbe 8.510 k€/anno (7.250 k€/anno).

Il *ricavo annuale* è impostato sulla generazione di energia da parte di aerogeneratori da 3 MW in funzionamento a piena potenza per un numero convenzionale di ore, che esplori tutto l'intervallo credibile per un sito nell'Adriatico Meridionale, come è quello di Cerano.

Si può variare tra un valore tenuto volutamente modesto (2.200/2.400 h) sino ad un livello ritenuto proponibile (2.520-2.900 h) per consentire una valutazione economica in grado di esplorare tutta la gamma di producibilità, come è prassi in stime preliminari.

Si ritiene congruo un prezzo d'acquisto del kWh prodotto in regime di Certificati Verdi pari a 0,18/0,16 €/kWh con maggior credito sulla cifra inferiore nel caso non si dovessero riconoscere maggiorazioni per il caso offshore, che è innegabilmente gravato da spese maggiori per un numero più grande di componenti/operazioni (leggi, fondazione, installazioni a mare, etc.) e per una progettazione/costruzione più solida a causa delle condizioni meteo-marine esistenti nel sito.

Nel caso in cui tale sistema di agevolazioni dovesse venir modificato, il prezzo dell'energia potrebbe drasticamente ridursi. Non dovrebbe raggiungere livelli

eccessivamente ridotti, rispetto al valore qui assunto, anche se esso possa in astratto apparire ai giorni nostri piuttosto conveniente per il gestore dell'impianto. Ma su questa sensazione occorre riflettere, come si tenterà di fare nel paragrafo successivo.

Se, invece, esso dovesse scendere oltre misura ed essere valutabile presuntivamente ad un limite, come quello di  $0,12 \text{ €/kWh}$  sostenuto da alcune fonti e corrispondente ad una decurtazione per ribasso d'asta massimo (pari al 20%), l'installazione eolica offshore sarebbe di fatto preclusa.

Con le precedenti ipotesi l'energia generata in un anno dal parco eolico, considerando il rendimento atteso, sarebbe teoricamente determinata dalla seguente espressione

*potenza totale dell'impianto x rendimento globale x numero di ore equivalenti*

ed il conseguente introito, che se ne deriverebbe, ammonterebbe al prodotto tra

*energia totale prodotta x prezzo del kWh riconosciuto*

Prima di avviare la valutazione del regime di cassa è opportuno considerare anche i valori, che sono stati elaborati nell'analisi di producibilità (cfr. la *Rel Spec. Pro-REL-15*). Utilizzando i dati elaborati dal Progetto POWERED, vi sono state determinate le quantità di energia elettrica, prodotte dal campo eolico. Nell'elenco sottostante è riportata la produzione energetica annua al netto delle perdite per effetto scia con il conseguente rendimento dell'impianto per un totale di 311.847 MWh.

<i>Produzione annua netta [MWh]</i>	<i>311.847</i>
<i>Perdite per effetto scia [%]</i>	<i>8,26</i>
<i>Rendimento parco eolico [%]</i>	<i>91,74</i>

Va ricordato che nei calcoli effettuati non sono incluse le seguenti perdite sistematiche

- perdite elettriche di rete e di trasformazione (4%);
- perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori (3%);
- perdite dovute alla presenza di ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale anche per corrosione causata dall'ambiente marino (2%);
- altre perdite (1%).

Il valore di queste perdite è del 10%, che vanno ad aggiungersi alle precedenti di natura aerodinamica. Il dato complessivo ammonta così al 18,26%, abbassando il rendimento totale ad 81,74%, che sarebbe inferiore di altri 4 punti rispetto a quello considerato nelle valutazioni sull'energia prodotta dal campo eolico (da ~86% a ~82%).

Prendendo in considerazione anche le perdite del sistema di generazione i numeri del precedente elenco si modificano nei seguenti

<i>Perdite aggiuntive [%]</i>	<i>10,00</i>
<i>Produzione annua attesa [MWh]</i>	<i>280.662</i>
<i>Potenza nominale totale [MW]</i>	<i>108</i>
<i>Ore annuali equivalenti con funzionamento a piena potenza</i>	<i>2.600</i>

avendo abbastanza cautelativamente assunto un rendimento complessivo del 82,26 % rispetto ad 86% dei calcoli precedenti (ciò significa che ci si può riferire ad una stima teorica del contributo orario da  $2.598/0,8226 = 3.158$  ore equivalenti a piena potenza).

La stima di produzione annua netta sopra riportata rappresenta la P50%, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua con la probabilità di raggiungerla del 50% nell'anno. Lo scarto quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato.

Si può valutare il valore di P75%, vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno. Si arriva così ad un valore un po' minore e pari a

252.035 MWh/anno per 2.335 ore equivalenti

Con i dati precedenti è possibile impostare una serie di valori (Tab. 2.2.1), che in funzione del numero di ore equivalenti a piena potenza derivi il quantitativo di energia generata ed il conseguente introito, ottenuto con la vendita dell'energia elettrica in base al prezzo presunto di cessione della stessa.

Tab. 2.2.1. Energia elettrica generata ed introiti annuali

Potenza Totale [MW]	Ore equivalenti teoriche [ore /anno]	Rendimento [%]	Energia elettrica prodotta [MWh/anno]	Prezzo energia [€/MWh]	Introito annuo [k€/anno]
108	2.200	0,86	204.336	180	36.780
				160	32.693
108	2.400	0,86	222.912	180	40.124
				160	35.666
108	2.520	0,86	234.057	180	42.130
				160	37.449
108	2.900	0,86	269.352	180	48.483
				160	43.096
108	3.000	0,86	278.640	180	50.155
				160	44.582
108	3.022	0,86	280.662	180	50.519
				160	44.905

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, la stima va impostata sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, in cui con le energie determinate si rilevano le ore equivalenti da inserire nella Tab. 9.3.1 e precisamente

Stime attuali

269.352 MWh/anno

per

2.900 ore/anno  $\times$  0,86 = 2.494 ore/anno

278.640 MWh/anno per 3.000 ore/anno  $\times 0,86 = 2.580$  ore/anno

#### Stime producibilità

280.662 MWh/anno per 2.598 ore/anno

252.035 MWh/anno per 2.335 ore /anno

Per avere la stessa producibilità (~280 GWh/anno) ci si dovrebbe rivolgere alle 3.022 ore/anno delle stime attuali.

### 2.2.2.2 Piani economici

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, impostata sempre sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, si possono consultare le Tabb. 2.2.2/3.

Tab. 2.2.2. Business plan con prezzo energia maggiore: primo anno

Prezzo acquisto energia elettrica	0,18 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh
Ore equiv. a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900	3.000
Ricavo annuale vendita energia	35.666 k€	37.450 k€	43.096 k€	44.582 k€
Costi annuali	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€
<i>MOL</i>	27.156 k€	28.940 k€	34.586 k€	36.072 k€
Periodo di ammortamento	9 anni	17 anni	16 anni	16 anni
Numero rate all'anno	1	1	1	1
Ammortamento	24.880 k€	24.880 k€	20.025 k€	20.025 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno	2%/anno
Debito residuo	198.320 k€	198.320 k€	300.375 k€	300.375 k€
Interesse I anno	8.924 k€	8.924 k€	13.516 k€	13.516 k€
<i>Ante imposte</i>	300 k€	2.306 k€	1.045 k€	2.531 k€
Imposte (37,25%)	112 k€	859 k€	389 k€	943 k€
<i>Netto</i>	118 k€	1.447 k€	656 k€	1.588 k€

Le indicazioni, che emergono dalla prima delle due tabelle di questo paragrafo, riaffermano la piena economicità dell'investimento sotto molti aspetti (durata del tempo di ritorno, flusso di cassa, etc.).

Completamente diverso è il panorama, che si deduce dalla Tab. 2.2.3. In primo luogo, è il periodo di ammortamento a sollevare qualche perplessità. Può essere molto lungo. Con un fattore di carico basso (2.400 ore) è difficile impostare una gestione favorevole (anche in vent'anni di vita) dell'impianto.

Vanno un po' meglio le cose con valori più alti. La situazione ottimale dal punto di vista economica si riscontra con un regime eolico assai elevato (la sua probabilità di occasione non può essere molto alta).

Tab. 2.2.3. Business plan con prezzo energia minore: primo anno

Costo impianto	320.400 k€	320.400 k€	320.400 k€	270.000 k€
Prezzo acquisto energia elettrica	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh	0,16 €/kWh
Ore equivalenti a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900	3.000
Ricavo annuale vendita energia	26.745 k€	28.067 k€	32.323 k€	44.582 k€
Costi annuali	6.020 k€	6.020 k€	6.020 k€	7.250 k€
MOL	20.725 k€	22.047 k€	26.303 k€	37.332 k€
Periodo di ammortamento	20 anni	18 anni	12 anni	15 anni
Numero rate all'anno	1	1	1	1
Ammortamento	11.160 k€	12.400 k€	18.600 k€	18.000 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno	2%/anno
Debito residuo	212.040 k€	210.800 k€	204.600 k€	252.000 k€
Interesse I anno	9.542 k€	9.486 k€	9.207 k€	11.340 k€
Ante imposte	- 23 k€	16 k€	150 k€	7.992 k€
Imposte (37,25%)	8,5 k€	5,96 k€	56 k€	2.977 k€
Netto	14,5 k€	10,04 k€	94 k€	5.015 k€

Inoltre, le somme nette, che si ricavano dall'esercizio, sono più contenute rispetto a quelle della tabella precedente.

Le osservazioni, che emergono dalla schematica rappresentazione insita nelle tabelle, fanno ritenere assai importante il regime delle agevolazioni e la loro entità per poter prendere decisioni meditate su iniziative di realizzazioni eoliche a mare.

Si ritorni alla Tab. 2.2.2. Se si ammette che per il primo anno i costi variabili siano 8.510 k€/anno e che si applichino i prezzi di acquisto dell'energia nella misura, già indicata (intervallo di riferimento 0,18/0,165/0,160 €/kWh), restano da fissare gli anni di ammortamento del debito necessario per finanziare l'intrapresa, che vale 320.400 k€ come si è valutato nel paragrafo precedente. Orientativamente si potrebbero prendere durate attorno ai 10 anni, che potrebbero indubbiamente esser significative, pur non trascurando il fatto che il costo capitale di un impianto a mare è molto più oneroso di uno analogo, realizzato su terraferma.

Con la prevedibile durata dei prezzi agevolati, si potrebbe invece tendere a periodi di ammortamento più lunghi di quanto si è fissato nella penultima colonna della Tab. 2.2.1. In essa si è considerata una quantità d'energia prodotta pari 269.352.000 kWh/anno, che è valore inferiore ai dati dedotti nel paragrafo precedente per P50% (280.662 MWh/anno) e leggermente superiore -del 6%- a quelli per P75%.

Nell'ultima colonna si è preso -per approssimare tale quantità- come valore dell'energia prodotta *278.640 MWh/anno*.

Pertanto, è da ritenere che il ritorno netto possa divenire maggiore di quanto vi è stato esposto nella penultima colonna. Infatti, nella colonna successiva, pur mantenendo i dati precedenti del periodo di ammortamento, cresce ovviamente il ritorno, che sarà più sostanzioso avendo conteggiato un valore di energia generata maggiore e non molto discosto da quello per P50% (280.662.000 kWh/anno).

Per il tasso d'interesse annuo si può assumere, tenendo conto delle tendenze del mercato, un valore -forse non molto cautelativo, pur se apparentemente attendibile- che è dell'ordine del 4,5%.

Ma è opportuno rifare il computo per l'energia, che è stata stimata con P50% (280.662 MWh/anno). Il risultato è leggermente migliore di quello riportato nell'ultima colonna della Tab. 2.2.1, valendo precisamente *1.791 k€/anno*.

Ritornando alla Tab. 2.2.3 e precisamente all'ultima colonna si è tentata una simulazione con i costi più bassi, che sono stati stimati nel computo riquadrato del parag. 2.2.1.1. Per avere la valutazione più ottimistica nella gestione dell'impianto, che si riassume nel costo d'impianto più basso (*270.000 k€*), nella durata di ammortamento ridotta (*15 anni*), nei costi variabili relativi a quelli stimati per il secondo anno, cioè maggiorati, e nei valori massimi per prezzo energia (*0,16 €/kWh*) ed ore equivalenti (*3.000*), si raggiunge un ricavo annuo di ben *5.015 k€*.

### 2.2.2.3 *Fattore di capacità di carico*

A complemento delle considerazioni precedenti sul *fattore di carico o fattore di capacità produttiva* ovvero sia sul numero di ore equivalenti a piena potenza è utile dare uno sguardo alle rilevazioni, che sono state fatte in alcuni impianti offshore in esercizio. L'ultima colonna della Tab. 2.2.4 viene opportunamente in aiuto.

Da un primo esame della Tab. 2.2.4 emerge che nei dieci campi ivi selezionati tutti -ad eccezione di uno soltanto- raggiungono o superano le 3.000 ore/anno. L'unico parco eolico con cifra inferiore è quello di Middelgrunden.

Sarà per la vicinanza alla costa, o per la fantasiosa forma imposta alla sua sistemazione ad arco di circonferenza, o per la data di costruzione e/o per le conoscenze e le esperienze sulle turbine eoliche al momento disponibili (essendo uno dei campi meno recenti), o per tutte queste motivazioni o per altre ancora, è certo che il dato orario annuale è indubbiamente il più basso del gruppo considerato.

In seconda istanza, sono i quattro impianti, corredati dalla potenza installata maggiore (due sono in DK, uno in GB ed uno in SV), ad imporre l'attenzione. Tre hanno un'esposizione al vento ragguardevole, raggiungendo anche il massimo valore (ben 4.200 ore/anno) con la centrale di Horns Rev. Il parco eolico svedese, essendo un po' svantaggiato rispetto agli altri, dichiara il valore di 3.000 ore/anno, che corrisponde al limite inferiore di questo gruppo.

Pur se gli impianti, situati nel Mar del Nord sembrano essere più produttivi di quelli del Mar Baltico, ciò che non si può non evidenziare è la concordanza e la conferma del

valore di riferimento eolico di siti nello Stretto di Sicilia o in misura appena appena inferiore per quelli del Basso Adriatico. Proprio partendo da questa constatazione, si può ritenere che le cifre stimabili (3.000-3.500 ore/anno) non appaiano ingiustificate od esorbitanti, stanti le condizioni eoliche nello Stretto di Sicilia.

Non sono molto dissimili da quelle negli impianti dei mari dell'Europa Settentrionale -Mar Baltico, soprattutto, e Mar del Nord- con esclusione dei bacini ancora più settentrionali, come il Mar d'Irlanda o quella parte del Mar del Nord che bagna le coste della Scozia. Qui il vento ha connotati molto produttivi. Sono di una classe superiore a tutti gli altri (con velocità oltre i 10 m/s) e, quindi, anche di quelli dello Stretto di Sicilia.

Tab. 2.2.4. Dati su alcuni impianti a mare

Impianto	In esercizio (dall'anno)	Potenza installata globale e unitaria (MW)		Costo capitale per unità di potenza (M€/MW)	Ore annue equivalenti a piena potenza
Middelgrunden	2001	40	2,0	1,2	2.500
Horns Rev I	2002	160	2,3	1,7	4.200
Samsø	2003	23	2,3	1,3	3.100
North Hoyle	2003	60	2,0	2,0	3.600
Nysted	2004	165	2,3	1,5	3.700
Scroby Sands	2004	60	2,0	2,0	3.500
Kentish Flats	2005	90	3,0	1,8	3.100
Burbo Bank	2007	90	3,6	2,0	3.550
Lillgrunden	2007	110	2,3	1,8	3.000
Robin Rigg	2009	180	3,0	2,7	3.600

Fonte: Risø DTU con integrazioni

Anche da rilevazioni, condotte al largo nel Mar Adriatico (sulla turbina eolica della BlueH) la soglia suddetta sembra essere stata superata. Le valutazioni, che si dovranno fare a proposito della producibilità e che dovranno essere analizzate accuratamente nel prosieguo del progetto, tendono ad approssimarvisi. Considerando un rendimento totale attendibile (sull'85-86%) ed applicandolo al valore di soglia orario annuale, le ore effettive per la produzione di energia non dovrebbero discostarsi molto da quello che colà è stato preso in considerazione (2.520/3.600 ore/anno).

Il procedimento seguito ed i valori scelti rivelano una certa cautela, che non è fuor di luogo. La ventosità del Mar Mediterraneo, come rivelano gli Atlanti Anemologici Internazionali, che sono ormai ben noti e diffusi in tutta Europa, non assegnano grandi valori di intensità ventose sulla generalità della sua superficie marina. Ci sono eccezioni, come la zona, in cui soffia il Mistral a ridosso delle coste meridionali della Francia, o quella lungo le coste mediterranee della Turchia.

Per avere valori accettabili al di fuori di queste due regioni le aree più produttive sono per il Mar Adriatico la sua propaggine Meridionale e per lo Stretto di Sicilia la parte, che lambisce le coste meridionali della punta occidentale dell'isola.

Anche se possano apparire discrepanze tra i dati della Fig. 2-1 e della Tab. 2.2.4 a proposito dei costi, queste vanno ascritte, sia alla differente metodologia di rappresentazione, sia a diverse fonti di elaborazione di informazioni, che non sempre sono chiare ed esaurienti nel settore delle valutazioni economiche degli impianti.

## 2.3 CONSIDERAZIONI SUL CONTO ECONOMICO E SULLE PROSPETTIVE DEL CAMPO EOLICO A MARE

Per effettuare una valutazione sulle *caratteristiche favorevoli della gestione economica del parco eolico* e dei riflessi positivi sul flusso di cassa è opportuno precisare le condizioni di mercato, sulle quali impostare ogni possibile stima. In primo luogo va fissato il prezzo di vendita dell'energia. Si può ritenere che, se per 15 anni l'energia possa essere venduta attorno ai 180/200 €/MWh e se a partire dal sedicesimo anno essa scenda a 90 €/MWh, l'impianto eolico ha un innegabile valore economico.



Fig. 2-2. Unità da 5 MW a Moray Firth (REpower)

Altri dati importanti, che devono essere appropriatamente indicati, sono la producibilità netta (per un impianto offshore nell'Adriatico meridionale può essere

ragionevolmente stimata tra 2.520 e 2.900 kWh/kW installato, che è una delle variabili delle Tabb. 2.2.2/3) e i costi d'esercizio (riducibili al primo anno al 1% ed elevabili al 2%, come si è operato nei calcoli delle Tabb. 2.2.2/3 e fors'anche al 5% dell'investimento verso fine vita).

Non si è messo in conto alcun *contributo a fondo perduto*, né partecipazione di somme a tasso agevolato.

Non si trascuri, poi, una considerazione, che, seppur non ha il grado di certezza voluto, non sembra logico trascurare. La UE ha partecipato con contributi non trascurabili a progetti realizzativi nei mari dell'Europa Settentrionale, ma mai ad alcun progetto nel Mar Mediterraneo.

E' non soltanto augurabile, ma si ha la percezione che tale intervento -almeno sulle prime realizzazioni mediterranee- possa ragionevolmente avvenire.

Il capitolo delle *imposte* (IVA, IRPEG, IRAP, etc.), oltre alle misure di compensazione ed altri oneri (non facilmente determinabili), non è stato esaminato, anche se potrebbero essere in qualche misura alleviate.

Inoltre, se confrontiamo i dati, che si sono ammessi per il fattore di carico (pari grosso modo al numero di ore con funzionamento equivalente a piena potenza da parte dell'impianto eolico) con quelli della Tab. 2.1.1, si avverte un certo pessimismo nelle scelte, che non deve essere completamente trascurato. Infatti, il sito è localizzato nel Mar Mediterraneo, che notoriamente non ha regimi eolici pari a quelli esistenti nelle acque dell'Europa settentrionale, pur non sottacendo che il sito di Cerano è, comunque, situato in una zona costiera del Mar Adriatico Meridionale dalla producibilità tutt'altro che trascurabile.

Partendo da questa base di valutazione i risultati sul flusso di cassa (a metà vita o a fine funzionamento) possono essere largamente positivi, se non si impongano politiche restrittive sul regime del prezzo, praticato per l'energia elettrica. E sarebbero tali da far ritenere che alle condizioni dello studio economico la creazione di insediamenti eolici anche a mare sia un'operazione economica di indubbia positività, purché non intervengano anche -e soprattutto- considerazioni non-tecniche e di opportunità ad ostare una simile scelta.

Come è noto, l'attenzione e le attese, relative all'eolico offshore in Europa, sono in continua crescita, facendo avviare numerosi progetti che hanno superato il processo autorizzativo e che risultano, quindi, abilitati ad essere realizzati nei prossimi anni, oltre a quelli che sono già in esercizio. L'orientamento generale verso la realizzazione degli impianti off-shore nei mari del Nord-Europa sembra concentrarsi su impianti di grossa taglia con macchine di almeno 3 MW, ma tendenzialmente ben maggiore (3,6/5/6,15 MW) per quei siti, che sono contraddistinti da venti di classe I.

Questa situazione, così favorevole, non sembra corrispondere alle prestazioni eoliche di molte coste del Mar Mediterraneo. Almeno per quanto concerne le coste italiane la selezione dei siti deve essere condotta, non soltanto con il favore di un buon potenziale eolico, ma anche con la tolleranza e la approvazione della popolazione e delle amministrazioni a ciò preposte.

Aggiungasi che, contrariamente a quanto avviene lungo le coste inglesi, i campi eolici non sono individuati dalle Autorità centrali e da queste messi all'asta, ma spetta ai possibili investitori l'onere di farlo. Si devono affrontare, non soltanto i costi per individuare i siti e produrre i P.D. da allegare all'Istanza di Concessione, ma soprattutto sottoporre i propri elaborati e le proprie ricerche all'esame degli organi - anche centrali- talora critici verso l'opzione eolica offshore.

E non varrebbe, come nel caso della soc. *4wind*, rivolgere l'attenzione a banchi molto distanti dalla costa -e, quindi, non imputabili di alcun impatto visivo (essendo localizzati a 50-60 km dalla costiera nazionale)- per avere un responso positivo da parte delle autorità preposte alla tutela dell'ambiente. Per quel progetto si è avuta, infatti, una risposta negativa, cioè di ripulsa della richiesta di Concessione, basata su fattori di conservazione ambientale -fors'anche- credibili, che non esistono altrove o nel Mar Adriatico.

*A conclusione dell'iter seguito per i calcoli economici, sarebbe opportuno segnalare che, se dovesse persistere una tendenza (ministeriale, politica, etc.) alla sostanziale modifica nel regime di sostegno all'energia rinnovabile eolica, il cui valore economico possa arrivare alla soglia-limite considerata o al di sotto della stessa (0,12 €/kW),*

*l'opzione eolica offshore sarebbe assai sfavorita rispetto a quella on-shore al punto da mettere completamente in discussione la sua applicabilità, se non a fronte di drastiche -e non prevedibili- riduzioni nei costi.*