



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della
energia marina dai mari italiani

Barbara Zanuttigh, Elisa Angelelli



Report RdS/2011/72

ANALISI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE ESISTENTI PER LO SFRUTTAMENTO DELLA ENERGIA
MARINA DAI MARI ITALIANI

Barbara Zanuttigh, Elisa Angelelli (DICAM, Università ALMA MATER, Bologna)

Settembre 2011

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine

Responsabile Progetto: Gianmaria Sannino, ENEA



DICAM

Dipartimento di ingegneria civile, ambientale e dei materiali

**ANALISI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE ESISTENTI PER LO SFRUTTAMENTO
DELLA ENERGIA MARINA DAI MARI ITALIANI**



Collaboratore

Ing. Angelelli Elisa

Direttore

Prof. Francesco Ubertini

RESPONSABILE SCIENTIFICO

Prof. Barbara Zanuttigh

www.dicam.unibo.it

ALMA MATER STUDIORUM • università di bologna

DICAM • DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, AMBIENTALE E DEI MATERIALI
AMMINISTRAZIONE • VIALE RISORGIMENTO, 2 - 40136 BOLOGNA - ITALIA - TEL. +39 051 2093237 - 2093502 - FAX +39 051 2093253
VIA TERRACINI, 28 - 40131 BOLOGNA - ITALIA - TEL. +39 051 2090312 - FAX +39 051 2090322
www.dicam.unibo.it - C.F. 80007010376 - P.IVA 01131710376

RESPONSABILE SCIENTIFICO

Prof. Barbara Zanuttigh



SOMMARIO

PREMESSA	5
1. ENERGIA DA ONDA	6
1.1 FONTI RINNOVABILI ED ENERGIA DA ONDA	6
1.2 STATO DELLO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA ONDOSA E SVILUPPO TECNOLOGICO	10
1.2.1 <i>Regno Unito</i>	11
1.2.2 <i>Portogallo</i>	13
1.2.3 <i>Danimarca</i>	13
1.2.4 <i>Italia</i>	16
1.2.5 <i>Irlanda</i>	19
1.2.6 <i>Norvegia</i>	19
1.2.7 <i>Svezia</i>	20
1.2.8 <i>Belgio, Germania, Paesi Bassi</i>	20
1.2.9 <i>Francia</i>	21
1.2.10 <i>Grecia</i>	21
1.2.11 <i>Israele</i>	22
1.2.12 <i>Australia</i>	22
1.2.13 <i>Asia</i>	22
1.2.14 <i>Stati Uniti d'America</i>	23
2. CONVERTITORI DI ENERGIA DA ONDA: CLASSIFICAZIONE E TIPOLOGIE	25
3. MATERIALI PER I COMPONENTI STRUTTURALI PRINCIPALI	34
3.1 LA SOPRAVVIVENZA IN AMBIENTE MARINO	34
3.1.1 <i>Corrosione e fatica da corrosione</i>	34
3.1.2 <i>Fratture</i>	37
3.1.3 <i>Crescita marina ("fouling")</i>	37
3.2 ACCIAIO	39
3.3 CALCESTRUZZO	40
3.4 PLASTICHE RINFORZATE E GOMME	41
4. CICLO DI VITA DI UN CONVERTITORE DI ENERGIA ONDOSA	42
4.1 FASI PRE-INSTALLAZIONE	42
4.1.1 <i>Selezione del sito</i>	42
4.1.2 <i>Valutazione delle Risorse Locali</i>	43
4.1.3 <i>Problematiche di connessione alla rete elettrica di distribuzione</i>	43
4.2 FASI DI PRODUZIONE, INSTALLAZIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE	45
4.2.1 <i>Produzione</i>	45
4.2.2 <i>Fabbricazione, riempimento e messa in funzione</i>	45
4.2.3 <i>Assemblaggio finale, prova e messa in funzione</i>	46
4.2.4 <i>Logistica</i>	46
4.2.5 <i>Messa in funzione e prove in mare</i>	47
4.2.6 <i>Installazione, Funzionamento e Manutenzione</i>	47

5.	VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	49
5.1	PROCEDURE DI VALUTAZIONE E STESURA DEL DOCUMENTO DI VIA	49
5.2	PRINCIPALI PROBLEMATICHE PER LA VIA DI UN WEC.....	60
5.2.1	<i>Impatto visivo</i>	<i>60</i>
5.2.2	<i>Impatto acustico</i>	<i>60</i>
5.2.3	<i>Impatto sugli habitat costieri.....</i>	<i>60</i>
5.2.4	<i>Habitat marino.....</i>	<i>61</i>
5.2.5	<i>Cambiamenti locali dei processi di trasporto solido</i>	<i>62</i>
5.2.6	<i>Rilasci tossici</i>	<i>63</i>
5.2.7	<i>Conflitti d'uso del mare.....</i>	<i>63</i>
5.3	ESEMPIO DI VIA.....	63
6.	SISTEMI DI ANCORAGGIO	67
6.1	NORMATIVE	67
6.2	TIPOLOGIE	68
6.3	COMPONENTI DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E MATERIALI	74
7.	APPLICAZIONE DI ALCUNI CONVERTITORI SELEZIONATI AD UN SITO ITALIANO	78
7.1	INTRODUZIONE	78
7.2	CLIMA METEMARINO A CAGLIARI	78
7.3	DEXA.....	80
7.3.1	<i>Struttura e Principio di funzionamento.....</i>	<i>80</i>
7.3.2	<i>Risultati sperimentali della performance del DEXA a Cagliari</i>	<i>83</i>
7.4	LEANCON.....	89
7.4.1	<i>Descrizione del prototipo</i>	<i>89</i>
7.4.2	<i>Applicazione a Cagliari.....</i>	<i>94</i>
7.5	SEA-WAVE SLOT-CONE GENERATOR.....	96
7.5.1	<i>Struttura e Principio di funzionamento.....</i>	<i>96</i>
7.5.2	<i>Applicazione a Cagliari.....</i>	<i>98</i>
8.	STIMA DI MASSIMA DEI COSTI	107
8.1	VALUTAZIONE DI INVESTIMENTO	107
8.2	SPESA OPERATIVA ANNUALE	109
8.3	MANUTENZIONE	109
8.3.1	<i>Manutenzione Ordinaria (o Programmata).....</i>	<i>109</i>
8.3.2	<i>Manutenzione Straordinaria (Riparazione)</i>	<i>110</i>
8.4	PIANO DI MANUTENZIONE E RIPARAZIONE	110
8.5	ENTRATE	111
8.6	CALCOLO DEL VAN.....	113
8.7	ESEMPIO DI VALUTAZIONE ECONOMICA PER UN PARCO DI DISPOSITIVI DEXA.....	116
9.	CONCLUSIONI	118
10.	BIBLIOGRAFIA.....	122

PREMESSA

La presente relazione descrive le attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento dell'energia da onda, approfondendo tutti gli aspetti progettuali e realizzativi delle installazioni in mare e considerando in particolare le tecnologie che meglio potrebbero adattarsi alle caratteristiche del moto ondoso dei mari italiani.

I contenuti della relazione sono brevemente richiamati di seguito.

Il capitolo 1 introduce lo stato di sfruttamento della risorsa energetica dalle onde e lo sviluppo tecnologico supportato da numerosi prototipi e progetti -sviluppati o in corso- in molti paesi dell'Europa e del mondo.

Il capitolo 2 sintetizza le principali classificazioni e tipologie dei dispositivi per la conversione dell'energia da onda sulla base della distanza dalla linea di costa, del principio di funzionamento e dell'orientamento rispetto alla direzione principale delle onde.

Il capitolo 3 descrive i materiali utilizzati per la costruzione e gli accorgimenti di progettazione e/o i trattamenti finalizzati a migliorarne la durabilità e ridurre l'impatto ambientale in mare.

Il capitolo 4 presenta i passi per la progettazione e realizzazione di una installazione reale, seguendo le fasi del ciclo di vita di un convertitore.

Il capitolo 5 affronta nel dettaglio come predisporre la valutazione d'impatto ambientale tenendo conto dell'intero ciclo di vita del convertitore.

Il capitolo 6 si focalizza sugli ancoraggi, che costituiscono uno degli aspetti progettuali di maggiore interesse -data la scarsa affidabilità e/o elevato costo dei progetti sinora messi a punto- nel caso di installazione di convertitori galleggianti.

Il capitolo 6 propone l'installazione di un prototipo a Cagliari, ed in particolare valuta la produzione energetica ottenibile da tre diversi dispositivi (DEXA, LEANCON e SSG) posti in riva, sotto-costa o al largo.

Il capitolo 7 fornisce alcune indicazioni metodologiche per la stima di massima dei costi di installazioni per lo sfruttamento di energia dal mare.

Il capitolo 8 infine propone alcune considerazioni di sintesi.

1. ENERGIA DA ONDA

1.1 FONTI RINNOVABILI ED ENERGIA DA ONDA

Negli anni successivi al 1970, la crisi del petrolio, con conseguente enorme crescita di prezzo, spinse molti governi nel mondo a considerare fonti di energia alternativa. Purtroppo l'interesse alle fonti di energia rinnovabili scemò con la stabilizzazione del costo del petrolio alla fine degli anni '80.

Negli ultimi 150 anni, si è consumata circa la metà delle risorse fossili disponibili, con un picco di domanda di energia negli ultimi 30 anni, nel 2006 si è registrato un consumo energetico totale annuo di circa 11Gtoe. Il consumo di combustibili fossili nel 2008 copriva più del 85% dei consumi energetici mondiali, e fino al giorno d'oggi non c'è alcuna indicazione relativa ad un forte cambiamento in tale tendenza.

Dalla figura sottostante si può notare che il 39% dei consumi è supportato dalla combustione del petrolio, il 24% dall'utilizzo di gas naturale e il 22% dal carbone.

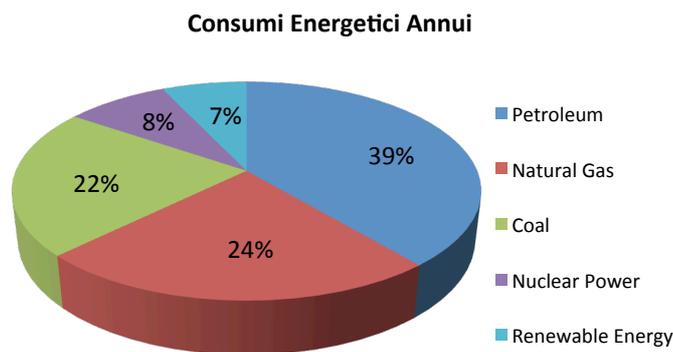


Figura 1.1 - Consumi medi annui nel 2008,
fonte *US Energy Information Administration (EIA) www.eia.dov.gov*

Considerando le riserve in combinazione con l'utilizzo, è possibile stimare la durata di ciascuna risorsa energetica non rinnovabile. Ad esempio, il petrolio può essere utilizzato per $150\text{Gtoe}/3.8\text{Gtoe}/\text{anno} =$ circa 40 anni; mentre per il carbone, la sua durata è di circa $700\text{Gtoe}/2.7\text{Gtoe}/\text{anno} =$ 260 anni.

Da diversi anni si sta ritornando allo sviluppo di tecnologie per l'estrazione di energia da fonti "pulite" per vari motivi, tra i quali:

- drammatiche previsioni di cambiamenti climatici a livello mondiale;
- esaurimento di fonti di energia convenzionali, cioè dei combustibili fossili;
- aumento della popolazione mondiale, e quindi dei fabbisogni energetici;
- necessità di sicurezza energetica, economica e di salute generale.

Tra le fonti rinnovabili questa relazione volge il suo interesse verso l'energia marina da onda.

L'energia da onda è quell'energia derivata dal moto delle onde, ovvero dal moto dell'acqua in prossimità della superficie marina. Tale energia viene espressa in potenza per metro di fronte d'onda ed è quindi misurata in KW/m.

La potenza dell'onda è ottenibile, secondo la teoria lineare, dalla seguente relazione:

$$P_{onda} = E \cdot c_g = \frac{1}{16} \cdot H_s^2 \cdot \rho \cdot g \cdot c_g \quad (1.1)$$

con:

- E = densità di energia ondosa media per unità di superficie (somma dei contributi cinetico e potenziale);
- c_g = celerità di gruppo;
- ρ = densità dell'acqua di mare 1025 kg/m³;
- g = accelerazione di gravità;
- H_s = altezza d'onda significativa.

che nella ipotesi di acque profonde, esplicitando c_g , diviene per onde irregolari

$$P_{onda} = \frac{H_s^2 \cdot \rho \cdot g^2 \cdot T_{m-1,0}}{64 \cdot \pi} \quad (1.2)$$

ove $T_{m-1,0} \sim T_p / 1.15$ = periodo d'onda per il trasporto energetico.

Il World Energy Council ha stimato che il 15% del fabbisogno mondiale annuo di elettricità potrebbe essere coperto da impianti che sfruttano il moto ondoso e che la domanda annuale di energia elettrica nel mondo è di circa 15000 TWh. Quindi l'energia ricavabile, a livello globale, dal moto ondoso è nell'ordine di $8^6 - 8^7$ KWh/anno (vale a dire una potenza ondosa da 1 - 10 MW).

L'energia da onda ha i seguenti vantaggi:

- 1- una maggiore diffusione e densità di energia rispetto ad altre fonti rinnovabili come il vento, le maree;
- 2- la variabilità oraria e giornaliera minore rispetto a quelle di altre risorse rinnovabili, come il vento, il sole o le correnti oceaniche;
- 3- la favorevole variazione stagionale che segue il trend del consumo di energia elettrica nell'Europa occidentale (vedere Fig. 1.2);
- 4- la grande affidabilità con la quale i livelli ondosi, in una specifica località, possano essere previsti con largo anticipo;
- 5- la possibilità di sfruttare ampie superfici oceaniche di molti chilometri quadrati;
- 6- la possibile integrazione all'energia eolica, in quanto in presenza di vento si ha la contemporanea azione delle turbine eoliche e della generazione delle onde marine sulla superficie libera. Inoltre l'onda generata da una raffica di vento dura più a lungo nel tempo rispetto alla raffica di vento stessa;

- 7- il basso impatto ambientale e visivo che ha la maggior parte dei dispositivi per la trasformazione di energia da onda rispetto ad esempio alle turbine eoliche; infatti dispositivi di conversione di energia ondosa sono quasi invisibili sopra la linea dell'orizzonte, a differenza delle turbine eoliche che, sviluppandosi in altezza, hanno un impatto visivo più marcato.

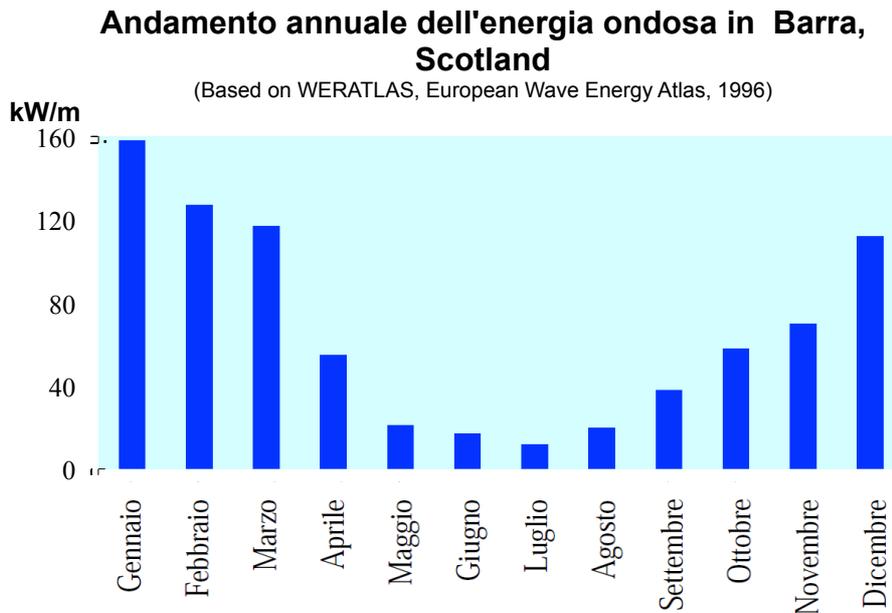


Figura 1.2 - Andamento dell'energia ondosa nell'intero anno a largo delle coste scozzesi

Le zone con un clima ondoso molto energetico sono quelle esposte alle direzioni principali dei venti oceanici e poste alle estremità di lunghi *fetch* (termine che indica l'area di generazione delle onde) come:

- 1- le coste a nord-ovest del Nord America;
- 2- le coste a sud-ovest del Sud America;
- 3- le coste occidentali dell'Europa;
- 4- le coste del Sud Africa;
- 5- le coste neozelandesi;
- 6- le coste meridionali dell'Australia.

Quindi, come altre risorse energetiche, anche l'energia da ondosa è caratterizzata da una marcata irregolarità della propria distribuzione nel globo. L'attività ondosa, in particolare, risulta intensa nelle zone comprese tra i 30° e i 60° di latitudine, su entrambi gli emisferi per la presenza di venti costanti che soffiano prevalentemente da ovest (vedere Fig. 1.3).



Figura 1.3 - Distribuzione della potenza energetica a livello globale (valori espressi in KW/m)

L'energia ondosa media a largo delle coste statunitensi (incluse Alaska e Hawaii), ad una profondità d'acqua di circa 60m, è stata stimata di 2100 TWh/anno (Bedard et al. 2005).

Recenti analisi, attribuiscono all'area del nord-est Atlantico una disponibilità di potenza ondosa di 290 GW, con variazioni annuali che oscillano tra i 25 KW/m (nella zona più a sud della costa atlantica), ai 75 KW/m in corrispondenza delle coste irlandesi e scozzesi (Pontes et al., 1998).

Nel Mare del Nord, la potenza ondosa subisce forti oscillazioni, variando dai 30 KW/m, (nell'area più esposta, quindi a Nord, come sulle coste norvegesi), fino a scendere a 10 KW/m, nelle aree più riparate (a Sud).

La potenza ondosa media annua, lungo le coste europee, varia tra i 4 e 11 KW/m. L'intera potenza ondosa annuale, disponibile lungo le coste dei paesi europei è dell'ordine di 30 GW, che sommandosi a quella delle coste che si affacciano sull'Atlantico, comporterebbe un'energia ondosa totale di 320 GW.

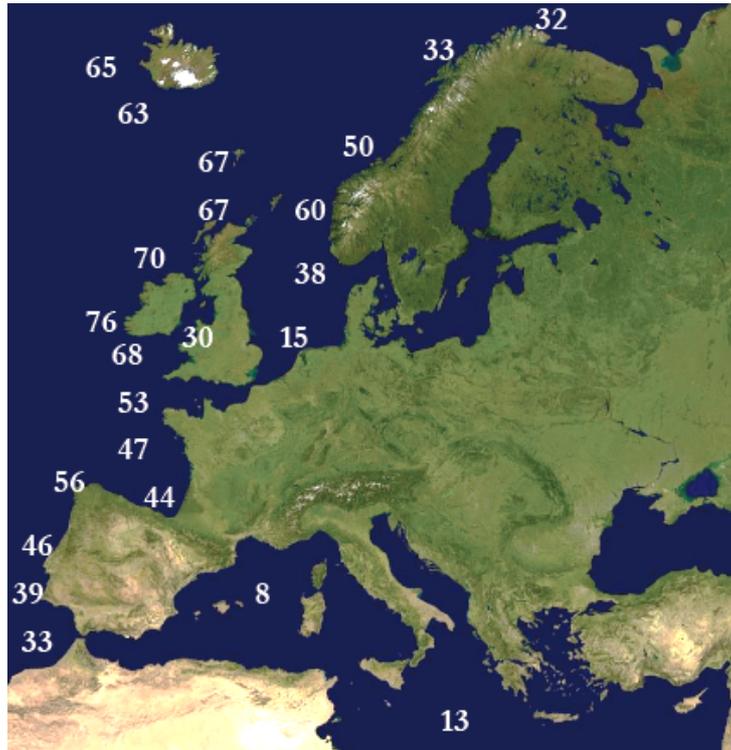


Figura 1.4 - Distribuzione della potenza energetica a livello europeo

Nonostante gli svariati vantaggi sopra elencati, anche le energie rinnovabili hanno delle limitazioni nel loro utilizzo. Per quanto riguarda l'energia da onde tra le più importanti difficoltà si possono ritrovare:

- l'irregolarità dell'ampiezza della fase e della direzione d'onda: è difficile ottenere la massima efficienza di un dispositivo su tutta la gamma di frequenze di eccitazione;
- il carico strutturale in caso di condizioni meteorologiche estreme, come gli uragani, dove si raggiunge un carico pari a 100 volte il carico medio;
- la diversità di frequenza tra il movimento lento ed irregolare dell'onda (con frequenza tipica dell'ordine di 0.1 Hz) e la frequenza di onde elettriche che richiedono frequenze di ordine 500 volte maggiore.

1.2 STATO DELLO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA ONDOSA E SVILUPPO TECNOLOGICO

L'idea di estrarre energia dal moto ondoso non è così recente come si può immaginare, infatti i primi brevetti risalgono al XVIII secolo.

Dal 1986 la Commissione Europea (C.E.) sostiene l'attività di ricerca e sviluppo sulla conversione dell'energia del moto ondoso, anche se in maniera effettiva i primi sostegni risalgono al 1993, quando la C.E. ha finanziato una serie di conferenze internazionali di energia del moto ondoso, come ad esempio

quella ad Edimburgo (UK), e poi a seguire le conferenze tenutesi a Lisbona (PT) nel 1995, a Patrasso (GR) nel 1998 e ad Aalborg (DK) nel 2000.

Diversi dispositivi di conversione dell'energia da onda sono attualmente in attività (si trova un'esauriva lista nel sito del progetto Equimar: <http://www.equimar.org/equimar-project-deliverables.html>) ed hanno dimostrato la loro applicabilità anche in difficili condizioni operative, come mareggiate oceaniche. La loro distribuzione è internazionale essendo installati in diversi Paesi, sia in Europa, che in altri continenti come ad esempio in Australia e Asia.

Tuttavia non si è ancora alla fase di commercializzazione di tali dispositivi di conversione dell'energia da onda, infatti mentre diversi dispositivi sono nella loro fase finale di studio della fattibilità, solo uno (PELAMIS) risulta pronto alla commercializzazione.

Si fa ora riferimento allo stato di sfruttamento dell'energia da onda in vari Paesi.

1.2.1 Regno Unito

Nel 1956 l'85% del fabbisogno energetico del Regno Unito era sopperito dal carbone. Nel 2007 il consumo di carbone provvedeva a soddisfare l'11% del fabbisogno, mentre il 33% proveniva dal petrolio e il 40% dal gas naturale. Nel 2008 invece si registrò una produzione da fonti rinnovabili in crescita del 5.9%.

Il Regno Unito si trova presso l'estremità orientale del lungo *fetch* dell'Oceano Atlantico con direzione prevalente del vento da ovest, ed è circondato da acque tempestose. grazie alla sua posizione geografica, il Regno Unito ha una risorsa di energia da onda e da marea e delle risorse più elevata degli altri Paesi europei. Si stima infatti che la Gran Bretagna abbia accesso a un terzo dell'energia da onda d'Europa e alla metà di quella da marea. L'energia da onda potenzialmente disponibile è quindi stimabile con un ordine di grandezza di circa 120 GW (Rousseau et al., 2010).

Nel 1974, S. Salter ha pubblicato il suo lavoro iniziale di ricerca ha iniziato la ricerca sul convertitore offshore di energia del moto ondoso chiamato *Salter Ducks*. Negli stessi anni, almeno dieci progetti di conversione dell'energia da onda sono stati avviati. Nel 1999 il governo britannico ha stanziato a sostegno della ricerca e dello sviluppo (R&D) un nuovo budget di circa £3 milioni (euro 4.92 milioni) per coprire attività da svolgere nel periodo 2000-2003.

Inoltre, grazie al successo di tre dispositivi di conversione dell'energia da onda (*LIMPET*, *PELAMIS*, *FWPV*) per un totale di 2 MW di capacità, c'è l'intento di garantire la fornitura di energia elettrica alla isola di Islay, sulla costa occidentale della Scozia e alle isole dello Shetland. L'ente *Marine Foresight Panel* ha redatto un documento di programmazione dello sviluppo dell'energia delle onde in Scozia con il traguardo del 2020. Al fine di assicurare tale traguardo, nel luglio 2009 il governo britannico ha creato ulteriori finanziamenti per tale ambito, assegnando fino a £60 milioni. Utilizzi di tale investimento si possono riscontrare nel nuovo progetto sull'energia del moto ondoso chiamato il *Wave Hub* (primo impianto installato in Inghilterra a

mare aperto); e nel centro per le energie rinnovabili nell'università di Northumbria, nato dall'espansione del centro europeo dell'energia marina delle isole Orcadi.

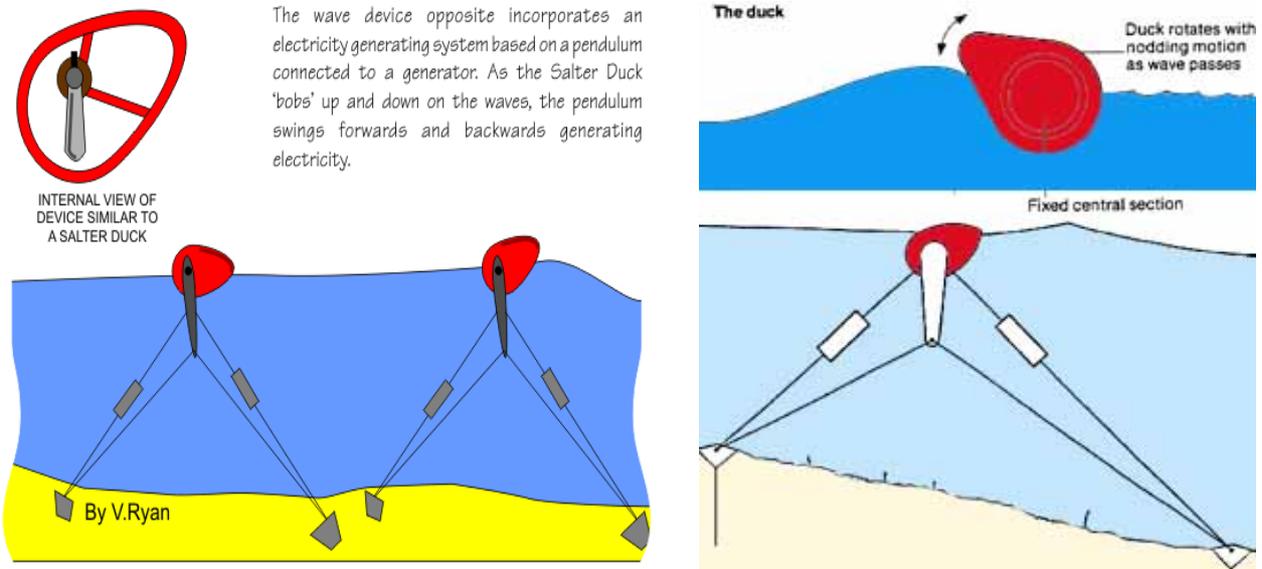


Figura 1.5 – Dispositivo Salter Ducks (Regno Unito)

Le Isole Orcadi coprono una superficie di circa 975 km², l'arcipelago comprende circa 70 isole, di cui 17 sono abitate con una popolazione complessiva di circa 20.000. Si stima che le Isole Orcadi potrebbe generare 18.000 GWh di energia rinnovabile ogni anno. La comunità dell'isola di Westray provvede ai propri fabbisogni energetici solo con energie rinnovabili, con una combinazione di esse, tra cui anche un impianto di biogas. Imprese e organizzazioni locali sono commercialmente impegnate per assicurare una continua crescita nell'utilizzo di tali energie rinnovabili.

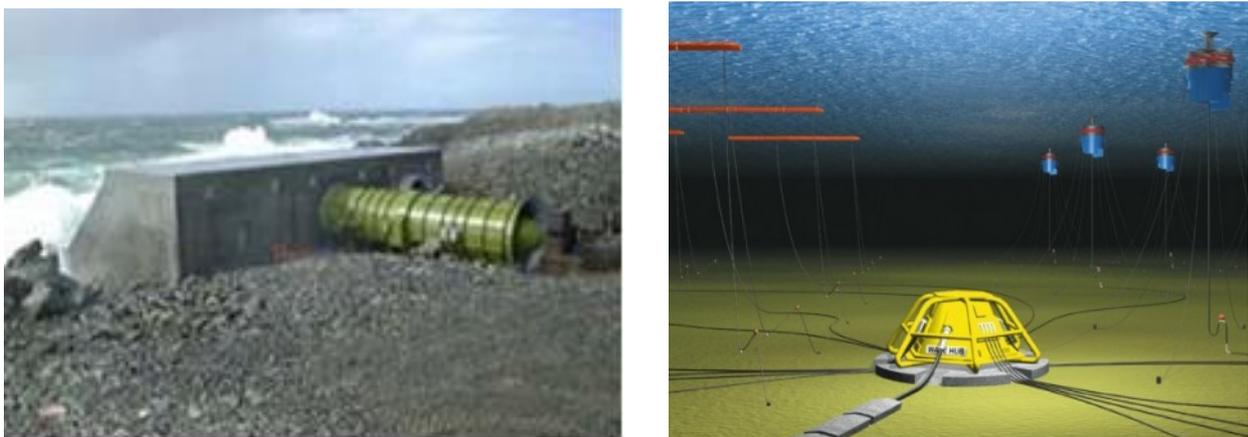


Figura 1.6 – A sinistra: Dispositivo LIMPET (Orcadi-UK); A destra: Dispositivo Wave Hub (Regno Unito)

1.2.2 Portogallo

Il Portogallo è caratterizzato da una potenza di onda annuale compresa tra 30 e 40 kW/m. Le zone in cui la densità di potenza d'onda è maggiore sono le zone al largo della costa nord-occidentale e nei pressi dell'arcipelago delle Azzorre. È stato stimato che la risorsa complessiva di energia da onda nel Paese è di circa 10 GWh anno (Mollison D, et al., 1992).

Il governo portoghese (Ministero della Scienza e Ministero dell'Economia in particolare), attraverso diversi meccanismi finanziari, sostiene lo sviluppo e l'applicazione delle energie rinnovabili, l'energia da onda compresa. In Portogallo, la ricerca sulla conversione di energia da onda è iniziata nel 1978 presso l'Istituto Superiore Tecnico (IST) a Lisbona, che è stato poi unito nel 1983 con l'Istituto Nazionale di Ingegneria e Tecnologia Industriale (INETI). Dal 1986, il Portogallo è stato impegnato con successo nella progettazione e costruzione del convertitore di energia da onda chiamato PICO ed installato direttamente sul litorale. Wave Energy Centre (WavEC) è un'associazione privata senza scopo di lucro creata nel 2003. L'obiettivo di tale associazione è quello di promuovere e sostenere la cooperazione tra imprese, istituti di ricerca e di finanziamento e di altri soggetti, volti allo sviluppo, promozione, supporto al fine della commercializzazione del settore delle tecnologie di energia del moto ondoso. Nel 2009 i tre principali progetti, collegati anche a finanziamenti della C.E., sono stati: EquiMar (*Equitable Testing and Evaluation of Marine Energy Extraction Devices in Terms of Performance, Cost and Environmental Impact*); Wavetrain2 (*People Initial Training Network Programme of the European Union*); CORES (*Components for Ocean Renewable Energy Systems*).



Figura 1.7 – A sinistra: Dispositivo PICO (Azzorre- PT); A destra: Dispositivo PELAMIS (test 2008, Agucadoura - PT)

1.2.3 Danimarca

La Danimarca si trova in una zona riparata della parte meridionale del Mare del Nord, tuttavia, nelle regioni nord-occidentali l'energia da onda è relativamente favorevole per un potenziale sfruttamento. L'energia da onda annuale in Danimarca è stata stimata nell'ordine di circa 30 TWh. Lo studio relativo allo sfruttamento di tale risorsa è iniziato nel 1996, con la speranza di raggiungere risultati positivamente simili al caso dello

sfruttamento dell'energia da vento (Nielsen K., et al., 1998). L'anno seguente, è stata costituita l'Associazione di Energia Ondosa Danese a fine di diffondere informazioni e organizzare incontri per i suoi membri e per coloro che fossero interessati a tale energia. In tale associazione hanno preso parte anche le università con maggiore esperienza nel settore come l'Istituto di Idraulica Danese (DHI), l'Istituto Marittimo Danese (DMI), l'Università di Aalborg, e il Folkecenter. Inoltre vi è l'intenzione di creare un centro operativo per la verifica dei prototipi di tali dispositivi in Hanstholm, da utilizzare a seguito di esperimenti su piccola scala nel mare protetto in prossimità di Nissum Bredning (NB).

Nel corso del 2009, una compagnia chiamata Wave Energy Star A/S ha installato un prototipo da 50kW che sta venendo testato nella località sopraccitata di Hanstholm. Inoltre, al momento tre differenti dispositivi sono installati in NB.

Finanziamenti per progetti relativi alla conversione di energia delle onde sono generalmente concessi dal governo, e la ricerca e lo sviluppo sono incentivati da ForskVE e ForskEL al fine di diffondere tali studi e di avere agevolazioni sul costo di energia elettrica.

I principali progetti relativi alla conversione di energia del moto ondosso attualmente in sviluppo in Danimarca sono i seguenti:

1. Wave Star Energy (vedere Fig. 1.8): un prototipo di tale convertitore è stato installato ad Hanstholm ad una profondità di 7m, nel settembre 2009. il prototipo si compone di quattro galleggianti di diametro di 2.5 m. Il progetto ha ricevuto finanziamenti sia privati sia pubblici (es. EUDP).
2. Floating Power Plant: nel 2009 tale prototipo è stato testato nel mare riparato nei pressi della città di Vindeby, e nel frattempo, il lavoro di ricerca e sviluppo di tale dispositivo continuava in parallelo nei laboratori fluviali del DHI.
3. Wave Dragon (vedere Fig. 1.9): tale dispositivo è stato re-installato a Nissum Bredning (NB), il prototipo ha una potenza installata di 20 kW. Lo scopo di tale fase è quello di guadagnare quanti più dati possibile dal dispositivo in azione.
4. DEXA (vedere Fig. 1.9): dopo diverse fasi di studio del prototipo in scala 1:30, si è ora alla fase in cui tale convertitore è stato costruito in scala 1:5 e installato in fase di sperimentazione a Nissum Bredning ad una profondità di 5m.
5. Leancon (vedere Fig. 1.10): nel 2010, un modello in scala 1:10 del dispositivo è stato costruito e installato con un sistema di valutazione dell'energia producibile presso la località di Nissum Bredning.
6. Crestwing (vedere Fig. 1.10): questo convertitore galleggiante è stato testato presso l'Università di Aalborg con risultati positivi nel 2009. Nel 2010 era previsto uno studio di progettazione al fine di prevedere sopravvivenza, performance, e valutazione dei costi di energia. La fase successiva potrebbe coincidere con la costruzione di un prototipo da testare in mare, logicamente a seconda dei risultati della fase di studio.



Figura 1.8 – A sinistra: Dispositivo WaveStar in scala ridotta fase preliminare in mare a Nissum Bredning; A destra: stesso dispositivo in scala reale a Hanstholm (Danimarca)



Figura 1.9 – A sinistra: Dispositivo Wave Dragon; A destra: Dispositivo DEXA (Danimarca)

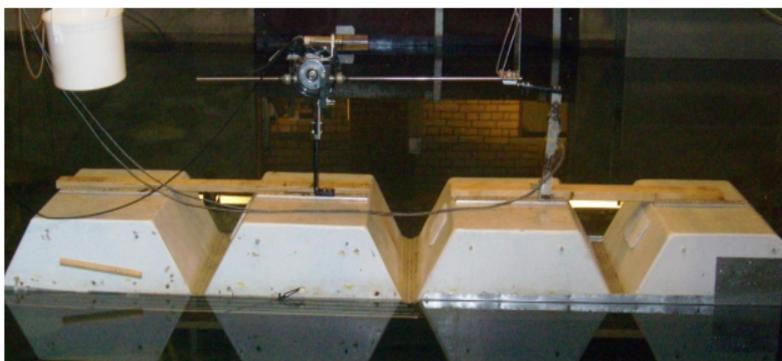


Figura 1.10 – A sinistra: Dispositivo CrestWing; A destra: Dispositivo Leancon (entrambi testati nel laboratorio dell'Università di Aalborg - Danimarca)

1.2.4 Italia

L'Italia ha una lunga linea costiera in confronto all'intera superficie e ciò sembrerebbe positivo ai fini dell'utilizzo di energia oceanica. Tuttavia, studi di settore dimostrano che, in generale, la media annuale di energia del moto ondoso è inferiore a 5 kW/m.

L'Italia è la seconda nazione europea per il consumo di combustibili fossili, ma nonostante questo importa circa 80% dell'energia di cui necessita, rendendosi così completamente dipendente da altre nazioni. Recenti studi (Ferrante et al., 2010) hanno messo in luce che solo il 15% dell'energia utilizzata in Italia proviene da fonti rinnovabili. Le prospettive per la produzione di energia dal moto ondoso in Italia sono piuttosto basse (data la densità media di potenza d'onda disponibile) rispetto a quelle di Paesi che si affacciano sull'oceano, ma una accurata scelta/installazione dei dispositivi di conversione di energia ondosa potrebbe dare un contributo significativo al mercato dell'energia elettrica. Tale contributo, seppur non enorme, potrebbe però far avvicinare l'Italia all'obiettivo assegnato dal protocollo di Kyoto, il quale prevede una riduzione di emissioni dei gas serra per l'Italia di circa il 20% entro il 2020, rispetto ai livelli 1990.

Per prevedere le performance di un'installazione di un convertitore di energia da onda nei Mari Italiani, è necessaria la conoscenza del clima tipico del luogo. L'unica fonte di dati ondometrici è costituita dalla Rete Ondometrica Nazionale, la quale è attiva dal 1989 e attualmente dispone di 15 boe disposte a largo dei nostri litorali (vedere Fig. 1.11).

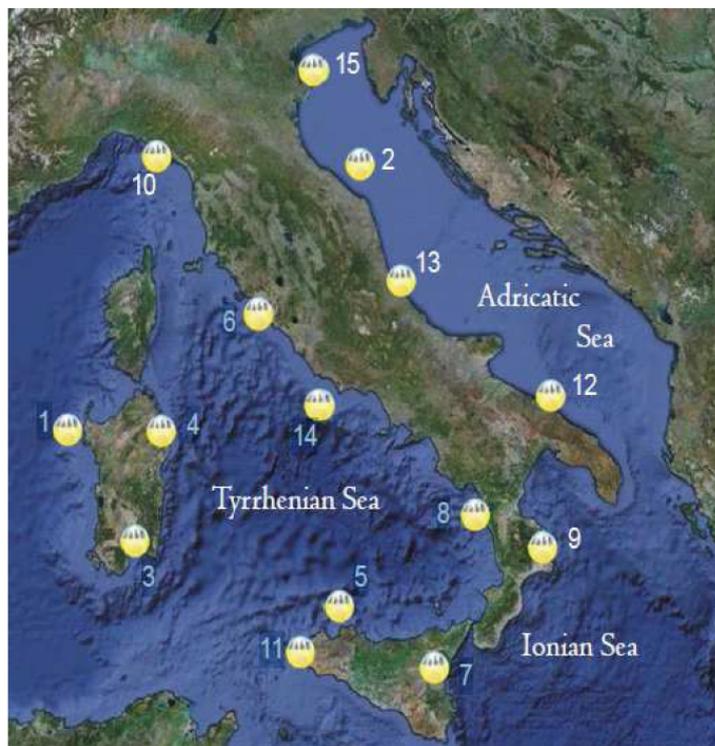


Figura 1.11 - Mappa della disposizione delle boe RON

Ogni boa è collocata in acque alte, cioè in corrispondenza di tiranti idrici sempre maggiori della metà della lunghezza d'onda. Da queste boe si possono ricavare informazioni ogni tre ore in merito a altezza d'onda (H_{m0}), periodo d'onda (T_{m0}), e direzione di provenienza (ϑ_m). Nei primi anni di attivazione del servizio solo un numero limitato di boe era presente, perciò si dispone di serie temporali diverse a seconda della zona di cui si necessitano i dati.

Dall'analisi di tali dati si sono ottenute formule grazie alle quali è possibile stimare la potenza fornita dal moto ondoso in ogni singola località, ad esempio mediante l'equazione (1.2).

L'elaborazione complessiva dei dati relativi alle singole località ha dato come risultato una tabella riassuntiva dell'energia annuale media, disponibile in ogni singola località dotata di punto di acquisizione dati.

N	Località	n. eventi	n. anni	Dati persi	Potenza media per metro di fronte d'onda (KW/m/anno)
1	Nord Tirreno	47638	17.9	9%	13.1
2	Medio Adriatico	14175	6.3	22%	1.6
3	Medio Tirreno	1298	0.4	0.08%	1.4
4	Medio Tirreno	3762	1.3	1%	1.6
5	Sud Tirreno	8735	3.0	0.4%	2.7
6	Medio Tirreno	5056	1.8	3%	2.5
7	Ionio	43121	16.4	10%	2.4
8	Sud Tirreno	21024	7.7	7%	2.4
9	Ionio	46588	17.4	8%	3.5
10	Nord Tirreno	41935	16.5	13%	3.1
11	Sud Tirreno	42416	17.1	15%	4.1
12	Sud Adriatico	46386	17.4	9%	2.1
13	Medio Adriatico	42804	16.7	12%	2.5
14	Medio Tirreno	43391	16.6	10%	3.3
15	Nord Adriatico	1629	0.6	1%	1.9

Tabella 1.1 - Energia media del moto ondoso nelle 15 località italiane fornite di boe RON (Ferrante et al., 2010)

Il mar Adriatico è quello che presenta un'energia ondosa media più piccola, pari ad un valore di circa 2 kW/m/anno; poi seguono il mar Ionio, il nord e medio Tirreno con un valore medio di circa 3 kW/m/anno; il sud Tirreno con un valore di circa 4 kW/m/anno.

L'unica eccezione che si riscontra in Italia riguarda i dati provenienti dalla boa posta a largo di Alghero (40°33'11.99" NORD; 08°07'00.01" EST) che permettono di stimare un'energia media annua di circa 13.1 kW/m/anno, che fa di Alghero la località con la più alta disponibilità di energia ondosa per una futura installazione di dispositivi per la conversione dell'energia da onde.

Tale possibilità di sfruttare l'energia da onda, unito ad alcuni incentivi del governo sulle energie rinnovabili, ha spinto avanti la ricerca nel settore da parte di diversi Enti sia pubblici (tra le quali l'Università di Bologna, Roma, Padova, Messina, ecc.) sia privati, come ad esempio la società Ponte di Archimede International S.p.A. Nell'Università di Roma si sta progettando un nuovo dispositivo di conversione dell'energia da onde, di tipologia galleggiante, particolarmente adatto per mari moderati. L'Università di Bologna (in particolare il Dipartimento DICAM della facoltà di Ingegneria) fa invece parte di un progetto internazionale, di nome Theseus, che riceve anche finanziamenti dalla C.E. Tale progetto ha l'obiettivo di utilizzare i dispositivi di conversione dell'energia da onda con il duplice scopo di proteggere la costa retrostante e di produrre energia. La società Ponte di Archimede, invece, sta sviluppando, insieme all'Università di Messina e di Napoli, un dispositivo capace di utilizzare l'energia delle correnti marine, di tale dispositivo ne è già pronto un prototipo da installare a largo delle coste di Messina. Infine, nello studio dei dispositivi di conversione di energia marina (da marea), si può citare l'Università di Napoli in collaborazione con il Parco Scientifico e Tecnologico del Molise, i quali hanno sviluppato un progetto, di nome GEM, che, dopo la fase di indagine numerica, è ora in fase sperimentale in vasca e pronto per essere installato vicino Venezia a scala di prototipo. Sempre all'Università di Napoli si possono associare per tale ambito altri progetti di ricerca associati: il FRI-EL e la turbina KOBOLD.



Figura 1.12 – La turbina Kobold brevettata dalla Ponte di Archimede International, montata sotto la chiglia di una piattaforma galleggiante produrre energia meccanica sfruttando le correnti marine (Messina, Italia)

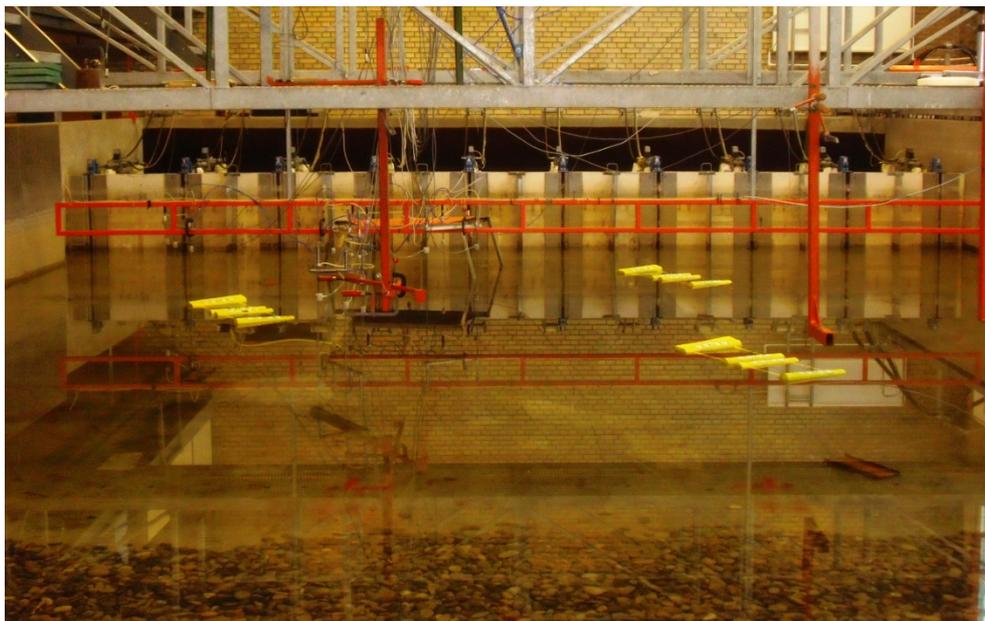


Figura 1.13 - Immagine relativa alle prove in vasca ad Aalborg (Danimarca) effettuate su dispositivi DEXA ad opera del gruppo dell'Università di Bologna, cooperante al progetto europeo Theseus.

1.2.5 *Irlanda*

L'Irlanda ha un potenziale considerevole di produzione di energia elettrica attraverso lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso. Secondo Lewis (Lewis, 1999), la potenza d'onda presumibile è di circa 375 MWh/m calcolata in prossimità di fondali profondi 20m. La politica del Ministro delle Risorse Marine e Naturali è quella di incoraggiare la produzione di energia elettrica utilizzando le risorse offshore, ne è un esempio la legge emanata nel luglio del 2000. Ultimamente è nata una partnership tra l'Università di Cork, l'Università di Limerick, alcune società private (Hydrodata Ltd, Ove Arup & Partners Ltd) e l'Istituto Marittimo al fine di ultimare uno studio strategico sulla previsione del clima meteo-marino e sui siti più opportuni all'installazione di convertitori di energia da onda.

1.2.6 *Norvegia*

La Norvegia ha una lunga costa di fronte l'Atlantico orientale, e di conseguenza avrebbe a disposizione onde dalle alte risorse energetiche (fino all'ordine di 400 TWh/anno). Sebbene vi sia tale elevata disponibilità d'energia da onde, la scelta politica di tale Nazione è di impiegare in minima parte tale risorsa, in quanto essa viene considerata come una tecnologia dalle elevate incertezze. La fonte principale di energia rinnovabile in Norvegia è tradizionalmente rappresentata dall'energia idroelettrica, ma la crescente domanda di elettricità degli ultimi anni non è stata seguita da un pari aumento delle centrali idroelettriche, a causa di una forte opposizione pubblica. Il governo sta promuovendo inoltre come fonti rinnovabili il vento e le biomasse, con un'ulteriore attenzione anche all'energia da idrogeno. Tuttavia la continua preoccupazione dovuta alle emissioni di CO₂ sta assicurando un continuo interesse anche nei confronti dell'energia da onde, in tale ambito l'Università NTNU ha, per prima, iniziato il suo studio nel 1973. Nel 1980 due convertitori d'onda di prima generazione sono stati sviluppati: un OWC chiamato Multi-

Risonante e un OTD chiamata Tapchan, di 500 e 350 kW rispettivamente. Nel 1985, tali due dispositivi sono stati installati in full-scale a nord-ovest di Bergen. Durante le tempeste nel 1988 e nel 1991 essi sono stati gravemente danneggiati, si sta cercando tuttora di rimetterli in funzione.

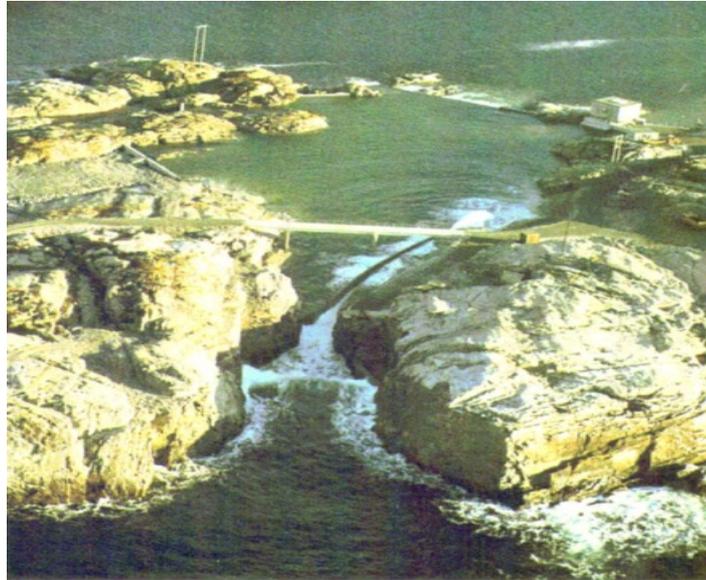


Figura 1.14 – Bacino di accumulo del dispositivo Tapchan, installato a Øygarden, Hordaland (Norvegia)

1.2.7 Svezia

A causa della sua posizione geografica, la Svezia ha poche aree idonee all'utilizzo dell'energia da onde. La risorsa teoricamente disponibile è di circa 5-10 TWh/anno, meno del 3% della domanda. La ricerca sull'energia da onda è nata nel 1979 quando si è formata una collaborazione tra l'Università di Chalmers e la società di consulenza privata Technocean. Nel 1980 il primo convertitore di tipo assorbitore puntuale in full-scale è stato installato al largo delle coste di Goteborg (Fredrikson G., et al., 1993). La società Technocean ha valutato un gran numero di convertitori di energia da onda, in quanto facente parte anche del programma nazionale di Energia da onda nel periodo 1980-1986, inoltre ha anche partecipato al progetto europeo OWEC-1. Tuttavia, attualmente la Svezia non ha alcun programma nazionale di ricerca sull'energia da onda.

1.2.8 Belgio, Germania, Paesi Bassi

Ragioni politiche, come la focalizzazione su altre fonti energetiche, o la mancanza di risorsa disponibile, hanno fatto sì che la conversione dell'energia da onda negli ultimi anni non ha avuto un importante sviluppo in diversi Paesi, ad esempio in Belgio, Germania, Paesi Bassi, Finlandia, etc.

Belgio, Germania e Paesi Bassi sono caratterizzati da: una lunghezza di costa relativamente ristretta, da acque costiere poco profonde e ad alta densità di traffico. Logicamente questi fattori implicano un limitato interesse per lo sviluppo dell'energia da onda. Tuttavia, a dispetto di queste limitazioni, attività di ricerca e sviluppo ha avuto luogo in diverse Università e aziende private. Ad esempio nei Paesi Bassi si sta

sviluppando un promettente dispositivo di conversione chiamato Archimede Wave Swing (Rademakers et al., 1998); mentre in Germania diverse aziende stanno facendo ricerca su dispositivi da installare a largo (Knapp et al., 2000).

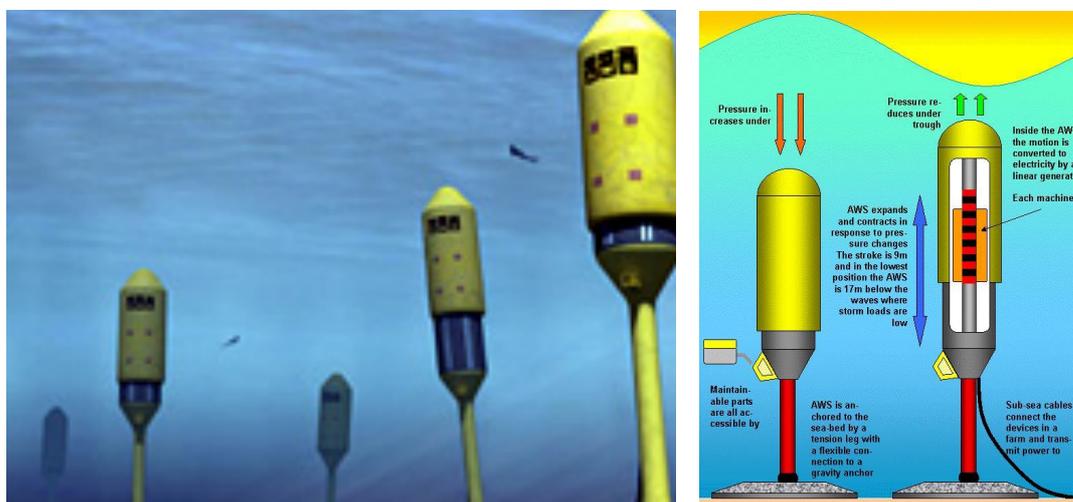


Figura 1.15 – Dispositivo Archimede Wave Swing, progettato dai Paesi Bassi e testato nelle isole Orcadi

1.2.9 Francia

La zona a maggior densità di energia da onda in Francia, è la zona sud-ovest, dove si possono raggiungere livelli di potenza fino a 40 kW/m su anno, circa dieci volte maggiore di quello caratterizzante le coste est sul lato del Mediterraneo. Sebbene diversi progetti di conversione di energia da onda furono messi a punto con successo durante la seconda metà del secolo scorso (soprattutto sotto la supervisione di IFREMER, Institut Francais de Recherche pour l'Exploitation de la Mer), ai giorni nostri la conversione dell'energia da onda non ha un importante sviluppo. Attualmente l'ECN (Ecole Central de Nantes) sta partecipando allo sviluppo di un progetto europeo relativamente al dispositivo OWC chiamato PICO (installato sull'omonima isola, nelle Azzorre, Brito-Melo, et al., 1999).

1.2.10 Grecia

La Grecia ha una linea costiera di oltre 16.000 km, ma affacciandosi nel Mar Mediterraneo ha un limitato potenziale di energia da onda, infatti si ha come nel caso dell'Italia valori che vanno da 4 a 11kW/m anno. La sua particolare geomorfologia genera diversi *hot spots* dove la potenza da onda potrebbe avere valori superiori a valori medi sopra citati. L'elevato costo di trasporto dell'elettricità nelle isole e il fatto che il gran numero di isole è principalmente fornito dalle stazioni diesel, possono rendere competitivo l'uso dell'energia da onda. Tuttavia, l'energia eolica ha già dimostrato la sua fattibilità in questa regione, ed è fortemente apprezzata dal governo e da investitori privati. La ricerca sull'energia da onda è principalmente condotta da diverse Università. C'è comunque da tenere in mente che la situazione economica che attualmente interessa tale nazione non prospetta grandi incentivi allo studio e alla realizzazione di dispositivi economicamente poco promettenti.

1.2.11 *Israele*

In Israele, una società privata ha messo a punto un innovativo dispositivo di conversione dell'energia da onda di tipo galleggiante. Tale società ha studiato e teste stato diversi modelli e alcuni di loro hanno avuto successo anche attraverso una loro una dimostrazione in full-scale con potenza nominale di 40 kW. Recentemente, l'azienda ha ottenuto una concessione governativa per la produzione commerciale di energia elettrica.

1.2.12 *Australia*

La ricerca e lo sviluppo sull'utilizzo della potenza delle onde sono condotti anche in un certo numero di paesi extraeuropei, come Australia, Cina, India, Indonesia, Messico, Stati Uniti e altri.

L'Australia ha una grande risorsa di potenza da onda di circa 100 GW, ma la domanda di energia in molte regioni è abbastanza bassa rispetto alle risorse disponibili. Recentemente, il governo federale ha assegnato alle due società principali in tale ambito sovvenzioni per progetti su convertitori di energia del moto ondoso da installare nella zona sud dell'isola a largo di Port Kembla e in prossimità dello stretto di Bass.

1.2.13 *Asia*

In Cina programmi di ricerca e sviluppo sono stati svolti prevalentemente presso l'Istituto di Guangzhou e presso l'Università di Guangdong, in collaborazione con altre istituzioni nazionali e istituzioni internazionali danesi, indiane, giapponesi e inglesi. I principali studi erano incentrati su dispositivi di tipo OWC, una dimostrazione di ciò è stata l'installazione di un dispositivo presso Zhelang, nel sud della Cina (Wei L, et al., 1998 e Zhi Y, et al., 1998).

L'India ha avviato un programma nazionale di energia del moto ondoso presso l'Istituto di Madras nel 1983 (Ravindran M, et al., 1995), il quale co-opera anche con altri centri di ricerca nazionali ed internazionali. Un impianto dimostrativo da 100 kW è stato costruito nel 1991 a Vizhinjam nel sud dell'India, mentre altri dispositivi sono attualmente in fase di sviluppo (Masuda Y, et al., 1999).

Nei pressi dell'India, si ha che anche lo Sri Lanka ha svolto ricerche sullo sfruttamento dell'energia da onda e sullo sfruttamento dell'energia termica marina attraverso l'Agenzia nazionale delle risorse acquatiche a Colombo. Un dispositivo OWC dalla potenza nominale di 150kW è stato costruito e testato nel 2000, finanziato dal Ministero della Scienza e Tecnologia.

Anche il Giappone, prima della recente catastrofe di cui è stato testimone, era attivo in progetti di ricerca sullo sfruttamento di energia da onde; ne era un esempio il progetto in mare aperto chiamato Mighty Whale supportato da JAMSTEC del Ministero della Pubblica Istruzione, Cultura, Sport, Scienza e Tecnologia.

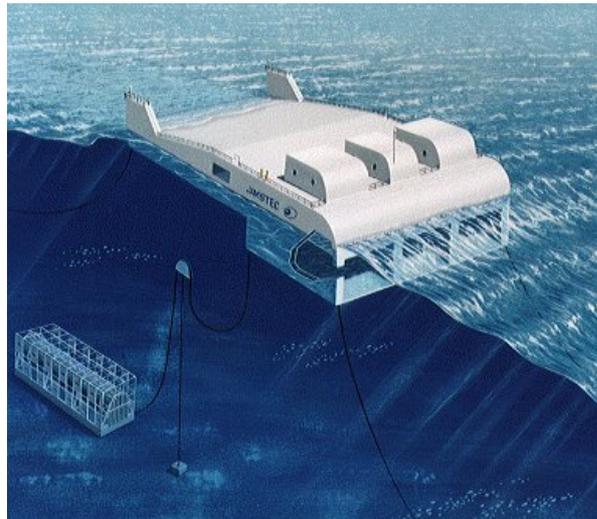


Figura 1.16 – Dispositivo Mighty Whale (Giappone)

1.2.14 Stati Uniti d'America

Negli Stati Uniti la ricerca e lo sviluppo sull'energia da onda ha iniziato nel 1950 (McCormick M. 1978 e McCormick M. 1981). Tuttavia, anche se i livelli di potenza media annua registrati al largo della costa nord-ovest raggiungono valori fino a 235 kW/m, l'interesse per tale sfruttamento è limitato, infatti il relativo contributo all'approvvigionamento energetico nazionale è considerato di irrisorio. Attualmente, sono implementati due importanti progetti: la pompa Wave McCabe e il dispositivo OPT.

Si segnala anche lo studio di progettazione per l'installazione di dispositivi Pelamis, sulla base della collaborazione tra Global Energy Partners e Electricity Innovation Institute.

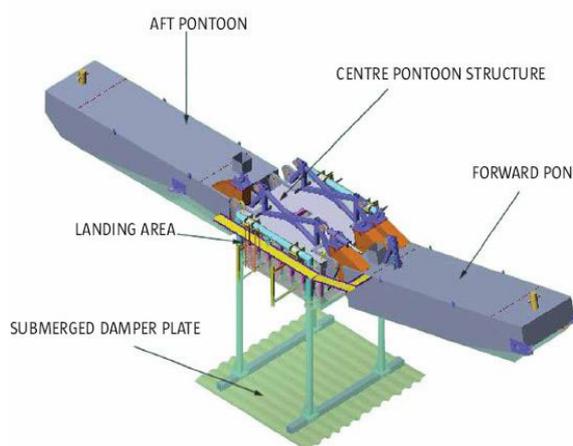


Figura 1.17 – Dispositivo Wave McCabe (Stati Uniti)

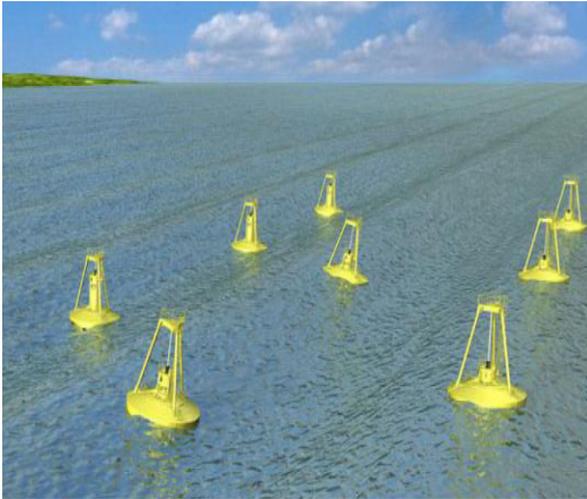


Figura 1.18 – Dispositivo PowerBuoy, installato a largo dell'isola di Hawaii nel Dicembre 2009 (Stati Uniti)

Anche in Canada la ricerca sull'energia da onda non segnala grandi traguardi, studi in tale ambito sono comunque sostenuti presso la *University of British Columbia* e la società Powertech.

In altri paesi come l'Indonesia, Iran, Corea, Messico e Russia, la ricerca e lo sviluppo nel settore dell'energia delle onde è condotta nelle Università e negli eventuali Istituti di ricerca con sostegno governativo, e spesso con supporto anche di istituti europei (Kim T. et al., 2000, Lee H. et al., 2000, Yadda A. et al., 1998 e Zhookov 1998).

In conclusione si ha che la capacità attualmente installata in tutto il mondo è di circa 1 MW, principalmente costituita da progetti dimostrativi.

Il contributo energetico potenziale in tutto il mondo dell'energia da onde è stimato nell'ordine di 2000 TWh/anno, pari circa al 10% del consumo mondiale di elettricità. Tale contributo sarebbe raggiungibile a fronte di un investimento di 820 miliardi di euro (Thorpe 2000).

Negli ultimi venti anni i costi della produzione di energia elettrica derivante dall'energia delle onde hanno mostrato un significativo miglioramento, infatti si è ora raggiunto un prezzo medio di circa 0.08 €/kWh. Rispetto al prezzo medio dell'energia elettrica in Europa, che è di circa 0.04 €/kWh; il prezzo dell'elettricità prodotta da energia delle onde è ancora alto, ma si prevede di diminuirlo a seguito di un continuo sviluppo della tecnologia implementata. Tale sviluppo può senz'altro venir accelerato con vari sostegni finanziari e di mercato, analogamente a ciò che è successo in passato per le tecnologie precedenti come quella eolica, nucleare e per il petrolio.

2. CONVERTITORI DI ENERGIA DA ONDA: CLASSIFICAZIONE E TIPOLOGIE

I dispositivi in grado di generare energia elettrica sfruttando il moto ondoso vengono comunemente denominati *Wave Energy Converters* (WECs), ed utilizzano uno specifico sistema di *power take off* (di estrazione dell'energia).

Vari WECs sono stati progettati e sottoposti a prova a scala di modello; alcuni sono stati anche sperimentati in piena scala in mare (Masuda, 1972, Scott, 1965 e Walton Bott et al.,1978).

In generale i WECs devono possedere i seguenti requisiti:

- devono essere "a prova di tempesta", cioè devono poter sopportare le condizioni climatiche peggiori che si possono presentare, quindi anche altezze d'onda molto elevate;
- non devono essere troppo impattanti per l'ecosistema ed il territorio circostante;
- non devono essere troppo pesanti, poiché con l'aumento del peso aumentano anche i costi di produzione e di esercizio;
- debbono richiedere la minore manutenzione possibile;
- devono essere basati su tecnologie sottoposte a prova più volte, in modo da assicurare delle installazioni stabili e durature nel tempo.

Fino al 2003 non esistevano linee guida formalizzate o manuali di buona pratica sull'argomento. Per tale ragione esiste una molteplicità di dispositivi e delle loro classificazioni.

Una prima classificazione è relativa alla posizione del dispositivo rispetto alla linea di costa (vedere Fig. 2.1). Sulla base di tale classificazione si hanno tre classi principali:

1- *Shore-line* o di prima generazione.

Questi dispositivi sono sulla costa o con una propria fondazione o incassati in strutture frangiflutti portuali. Vengono chiamati di prima generazione, in quanto sono stati le prime tipologie studiate e installate poiché presentano semplificazioni di realizzazione rispetto alle altre tipologie. Vantaggi principali sono l'assenza di ormeggi profondi, di lunghi cavi elettrici sommersi ed un'agevole installazione e manutenzione. Questi dispositivi hanno a disposizione un regime ondoso sicuramente di minore potenza rispetto a quelli al largo, anche se questo fenomeno può essere attenuato dalla concentrazione naturale di energia derivante dalla formazione di *hot spots*. Allo sviluppo di questi dispositivi si possono opporre vari fattori, tra i quali: la necessità di caratteristiche geologiche particolari per evitare lo sprofondamento per sifonamento o l'instabilità per erosione al piede dell'opera; gli intervalli di marea, per massimizzarne il periodo di possibile utilizzo e quindi la produzione di energia; la presenza di un paesaggio spesso da tutelare e salvaguardare.

2- *Near-shore* o di seconda generazione.

Questi dispositivi normalmente sono installati in una fascia di transizione tra la riva e la zona di acque profonde, tipicamente su fondali di 20–30 m e ad una distanza dalla riva dell'ordine di 500 m. In questa zona, l'ampiezza delle onde aumenta risentendo della presenza del fondale

(*shoaling*). Analogamente ai dispositivi *off-shore* presentano elevati costi di installazione e manutenzione, ma generalmente minore impatto visivo e ambientale.

3- *Off-shore* o di terza generazione.

Questi dispositivi sono installati in acque profonde (> 40m) dove le onde si propagano quasi senza risentire del fondale e quindi con minima dissipazione di energia. Questi dispositivi sono tipicamente delle unità galleggianti ancorate al fondo che si basano sugli stessi principi di quelli di seconda generazione. Inizialmente non erano considerati attuabili a causa degli enormi costi di installazione e si sono diffusi con il continuo sviluppo delle tecnologie offshore anche in combinazione con le piattaforme petrolifere. I progetti più recenti si concentrano su dispositivi di non eccessivo ingombro che riescono a fornire alti livelli di energia quando vengano disposti in parchi onda.

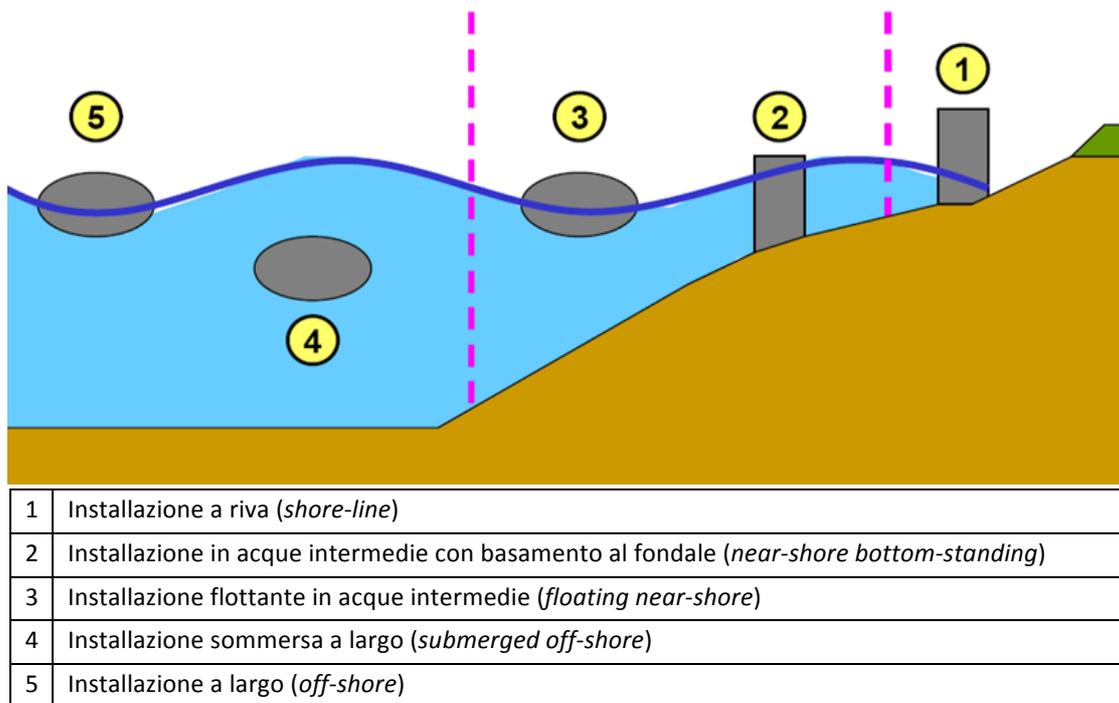


Figura 2.1 - Classificazione basata sulla distanza di installazione da riva (Falnes, 2005)

Una seconda tipologia di classificazione dei dispositivi dei WECs è basata sulla loro capacità di catturare energia in funzione della capacità di intercettare l'onda, e quindi in funzione del loro posizionamento rispetto alla direzione dominante del fronte d'onda incidente (vedere Fig. 2.2). Anche secondo questa classificazione i vari dispositivi si dividono in tre categorie principali:

1- *Assorbitori Puntuali (point absorbers)*.

Questi dispositivi presentano una dimensione caratteristica normalmente molto piccola rispetto alla lunghezza d'onda. Sfruttano la risalita/l'abbassamento dell'altezza d'onda in un singolo punto

e la possibilità di raccogliere energia da una porzione di fronte d'onda maggiore del loro diametro. Non ricevono quindi energia da una direzione d'onda principale e sono in grado di catturare energia dalle onde in arrivo da ogni direzione. Questa categoria di dispositivi normalmente comporta una struttura galleggiante composta da un primo componente relativamente immobile e un secondo componente mobile guidato dal moto ondoso (sostanzialmente si tratta di una boa galleggiante che scorre dentro un cilindro fisso). Il moto relativo dei due componenti è utilizzato per guidare convertitori di energia elettromeccanica o idraulica.

2- *Attenuatori (attenuators).*

Questi dispositivi sono strutture galleggianti, orientate parallelamente alla direzione di propagazione dell'onda. Nel caso di onda incidente la costa perpendicolarmente, il dispositivo è quindi perpendicolare alla linea di costa. Generalmente, sono composti da più segmenti tra loro incernierati, per una lunghezza complessiva pari o maggiore della lunghezza d'onda (ad esempio, Pelamis, vedere Fig. 2.3). Le diverse altezze d'onda lungo lo sviluppo del dispositivo producono la flessione delle parti tra loro connesse andando ad attivare delle pompe che generalmente vengono alloggiare tra ogni coppia di segmenti. Le pompe riforniscono degli accumulatori, e da qui, il fluido pressurizzato aziona dei generatori.

3- *Terminatori (terminators).*

Questi dispositivi sono collocati parallelamente al fronte d'onda. Considerando, come sopra, un'onda incidente la costa perpendicolarmente, il dispositivo è questa volta parallelo alla linea di costa. Tali dispositivi sono chiamati terminatori perché sono in grado di fornire un significativo ostacolo alla propagazione delle onde, andando a catturare e riflettere l'energia ondosa. Tipicamente sono collocati a riva o sotto-costa, ma sono stati progettati dispositivi di tipo galleggiante anche per installazioni off-shore.

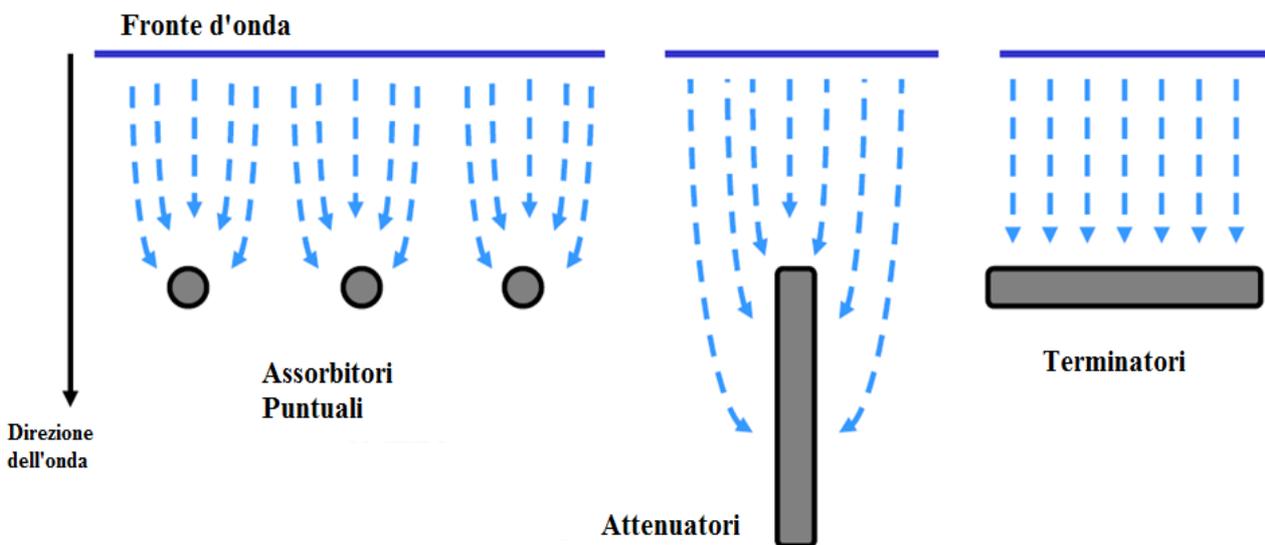


Figura 2.2 - Classificazione basata sulla dimensione e disposizione rispetto al fronte d'onda (Falnes, 2005)

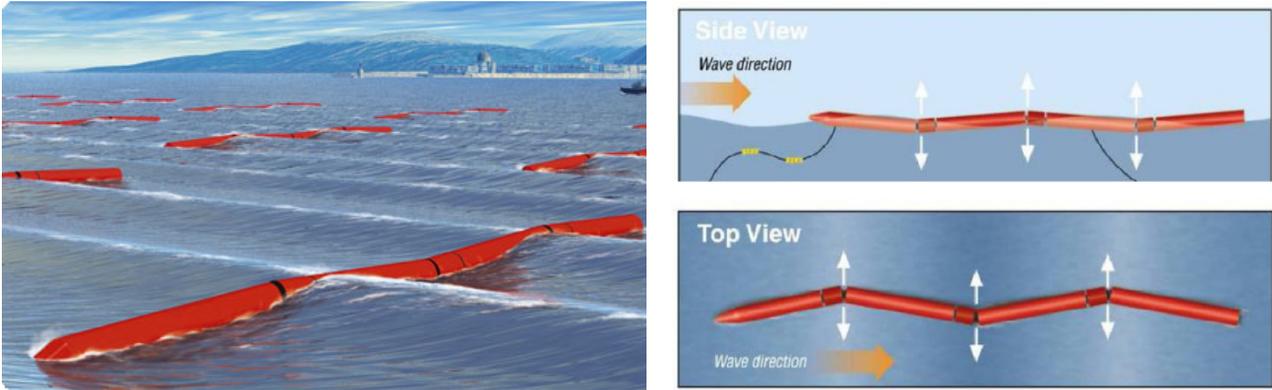


Figura 2.3 – Esempio di dispositivo attenuatore: PELAMIS (sito web <http://www.pelamiswave.com>)

Un ulteriore modo di classificare i WECs si basa sul loro principio di funzionamento. Di nuovo, come nei due casi precedenti, si hanno tre classi principali.

1- Dispositivi a tracimazione (*Overtopping Device, OTD*)

Galleggianti o fissati a riva, questi dispositivi si basano sull'azione dell'onda che spinge l'acqua su una rampa, dalla quale si riversa in un bacino. Il termine tracimazione (*overtopping*) è usato per riferirsi al processo durante il quale le onde colpiscono una parte della struttura (generalmente una rampa) lato mare, e risalgono la struttura stessa. Nel caso in cui il livello di cresta della struttura sia inferiore al più alto livello di risalita dell'onda, l'onda tracima la struttura, viene raccolta in un bacino interno e successivamente scaricata in mare attraverso una turbina (solitamente Kaplan), utilizzando una tecnologia idraulica convenzionale a bassa caduta, adattata alle condizioni marine. Il primo prototipo basato su tale tecnologia è stato il dispositivo *Tapchan* (Tapered Channel), progettato per uso costiero. Il sistema Tapchan (vedere Fig. 2.4) è dotato di un canale convergente dal mare all'interno di un bacino ricavato nella falesia in terraferma. Il restringimento del canale ha l'effetto di incrementare l'ampiezza delle onde incidenti la scogliera. Il bacino è posizionato diversi metri sopra il livello del medio mare. L'energia cinetica delle onde in arrivo è convertita in energia potenziale, dal momento che l'acqua viene immagazzinata nel bacino. La generazione di elettricità è poi del tutto simile a quella di un impianto idroelettrico, quindi affidata alla gravità.

La tecnologia è stata, successivamente, adattata all'impiego in mare aperto utilizzando bacini e rampe galleggianti. Tra i dispositivi *OTD* il *Wave Dragon* è in fase avanzata di prova a diverse scale (vedere Fig. 2.5).

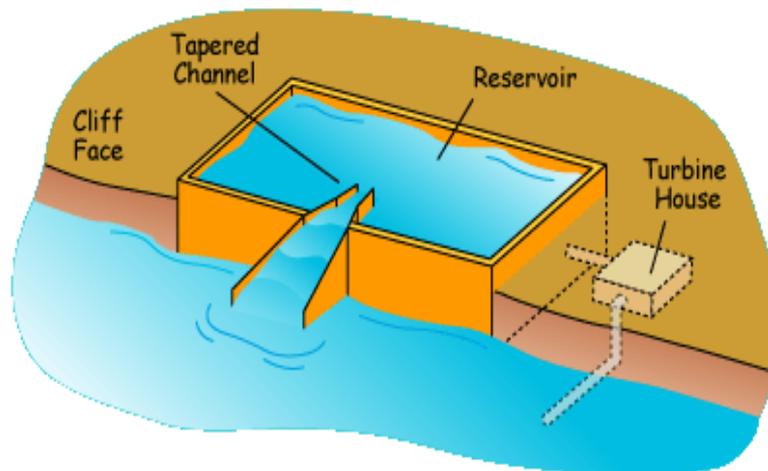


Figura 2.4 - Schema del dispositivo Tapchan
(sito web <http://taperedchannelwaveenergy.weebly.com/index.html>)

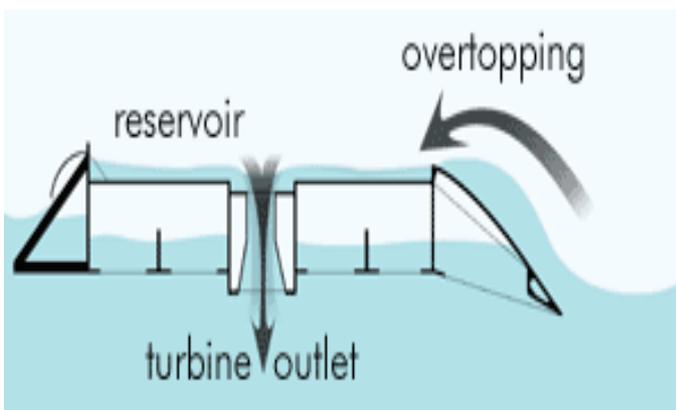


Figura 2.5 - Schema del dispositivo a tracimazione offshore *Wave Dragon*
(sito web <http://www.wavedragon.net>).

In generale i convertitori a tracimazione presentano vantaggi che li contraddistinguono dagli altri dispositivi:

- Le fluttuazioni dell'energia prodotta sono relativamente piccole, dal momento che la conversione avviene in condizioni di calma all'interno del bacino dove l'acqua è temporaneamente immagazzinata.
- La possibilità di integrazione in frangiflutti portuali (come nel caso di *Sea Slot-cone Generator* e *REWEC*, <http://www.wavenergy.it/>, vedere Fig. 2.6) comporta una maggiore fattibilità economica.

Per contro, tali convertitori vanno di norma installati solo nel caso di climi abbastanza energetici.

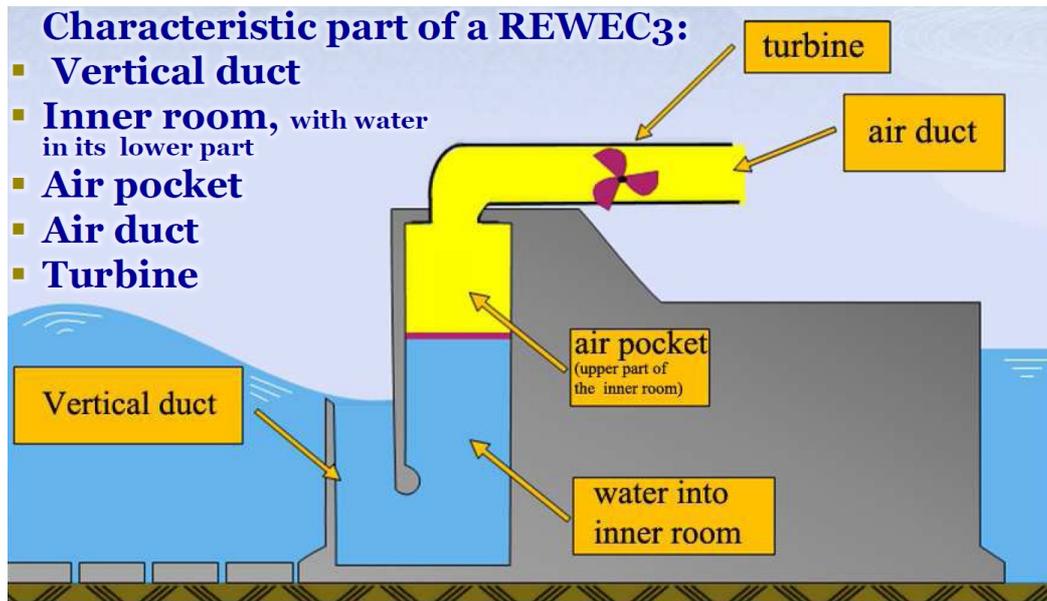


Figura 2.6 - Schema del dispositivo a tracimazione REWEC-3 (fonte <http://www.wavenergy.it>).

2- Dispositivi a colonna d'acqua oscillante (*Oscillating Water Column, OWC*)

Sicuramente la categoria di dispositivi più diffusa, si basa sull'azione di una colonna d'acqua oscillante all'interno di un contenitore chiuso. Quando la colonna d'acqua sale all'interno del dispositivo, cede una parte della sua energia all'aria contenuta all'interno, incrementandone la pressione. L'aria compressa è utilizzata per mettere in moto una turbina collegata ad un generatore. La turbina più utilizzata per questa categoria di dispositivi è la Wells auto-rettificante, che pur non avendo un'efficienza elevata, offre vantaggi in termini di semplicità e di prestazioni.

I dispositivi OWC a riva - ad esempio, il Limpet (vedere Fig. 2.7) - possono essere anch'essi integrati in stutture flangiflutti. In generale tuttavia presentano alcuni problemi dal punto di vista ambientale, sia di tipo visivo sia di tipo acustico.

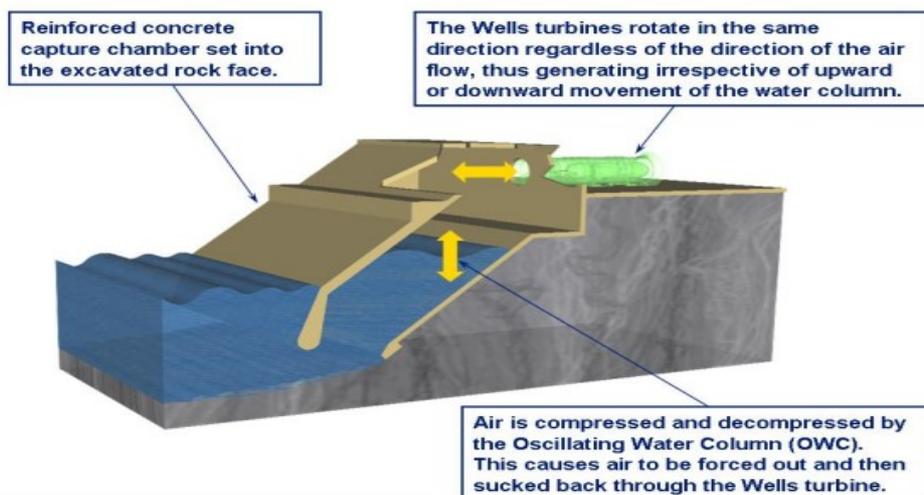


Figura 2.7 - Schema del dispositivo OWC on-shore chiamato Limpet
Sito web <http://www.wavegen.co.uk/index.html>.

3- Zattere articolate (*Wave Activated Bodies, WAB*)

In tali dispositivi le onde attivano movimenti di oscillazione relativi o tra i componenti modulari del sistema oppure tra una parte del sistema ed un riferimento fissato. Di solito, tra ogni coppia di elementi, si posiziona una pompa idraulica che rifornisce un accumulatore e da qui il fluido pressurizzato aziona un motore ed un generatore. I moti prevalentemente utilizzati per estrarre energia sono i moti di *heave*, *roll* e *pitch* (vedere Fig. 2.8). I moti di *surge*, *sway* e *yaw* richiedono invece la presenza di forze esterne di reazione date dall'ancoraggio, che consentono al corpo di ritornare nella sua posizione di equilibrio.

In generale, comunque, la possibilità di un segmento di interagire con l'elemento vicino dà luogo ad un sistema autonomo, evitando di vincolare rigidamente al fondale ogni parte attiva del dispositivo. Le zattere sono di solito collocate nella stessa direzione della propagazione dell'onda, e l'onda, dopo aver superato la zattera, risulta attenuata, quindi tali dispositivi generalmente appartengono anche al genere attenuatori (un esempio è il DEXA, vedere Fig. 2.9).

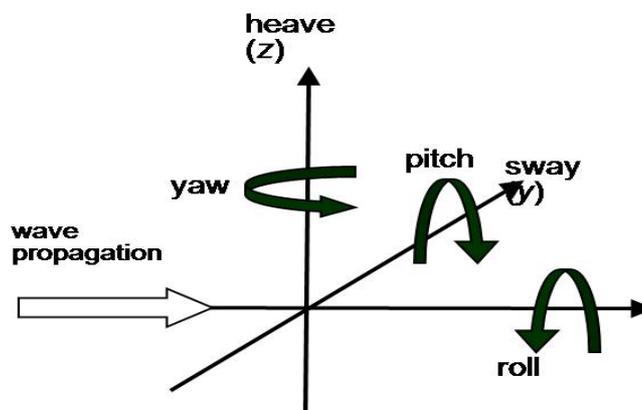


Figura 2.8 – Possibili movimenti a cui possono essere soggette le singole parti costituenti un WAB



Figura 2.9 - Esempio di dispositivo di conversione dell'energia da onda, chiamato DEXA

Nelle figure sottostanti (vedere Fig. 2.10 – 2.11) sono rappresentati schematicamente i vari sistemi WECs classificati combinando la distanza di installazione da riva, il loro principio di funzionamento, e la loro posizione rispetto all'onda incidente.

		<i>Directional Characteristic</i>		
		Point Absorber	Terminator	Attenuator
<i>Principal Location</i>	Shoreline		OWC, OTD	
	Nearshore	WAB	OWC, OTD, WAB	WAB
	Offshore	WAB	OWC, OTD, WAB	WAB

Figura 2.10 - Classificazione schematica dei WECs basata sul posizionamento e sulle caratteristiche direzionali.

Fonte immagine "Mooring systems for wave energy converters: A review of design issues and choices"

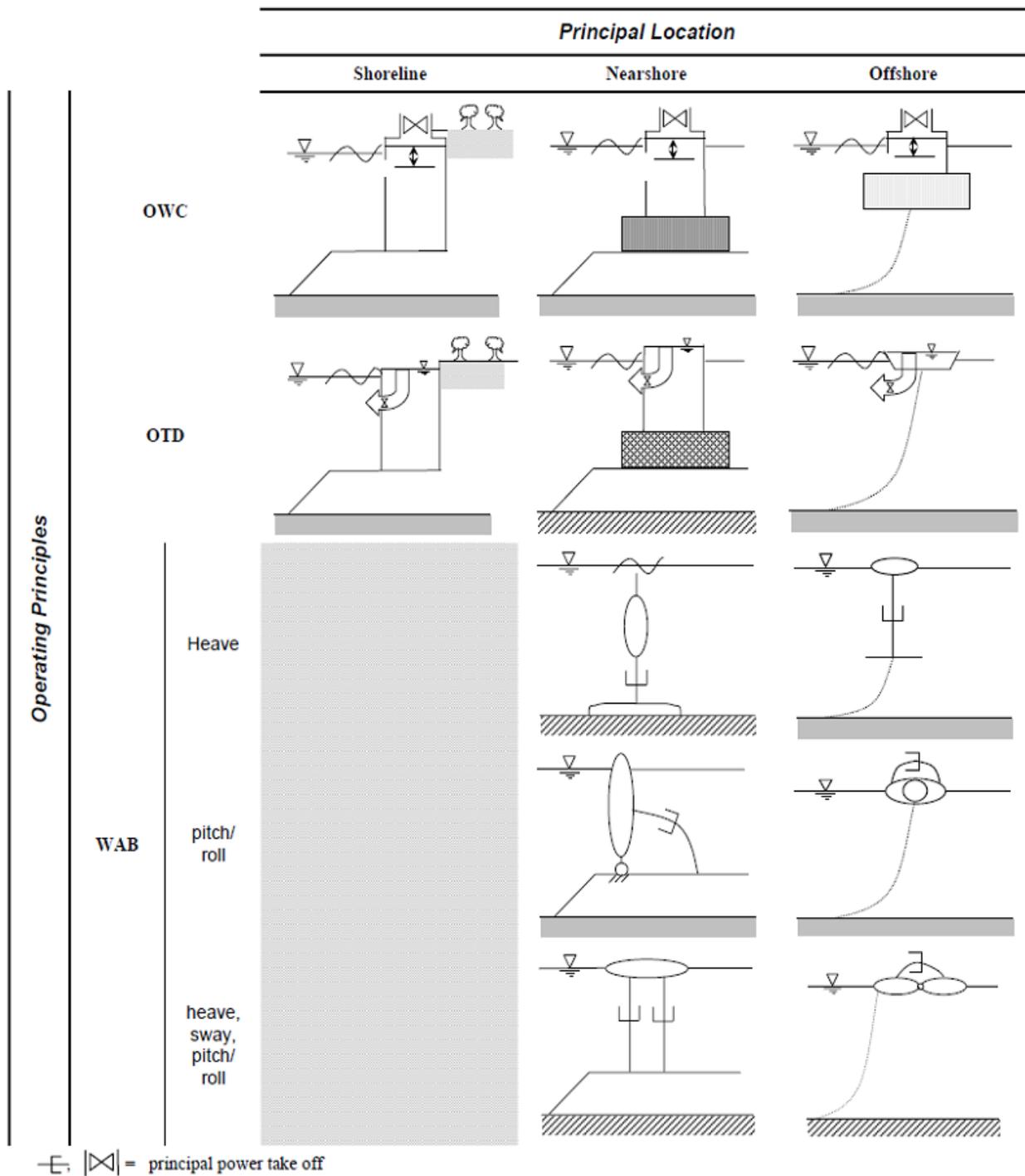


Figura 2.11 - Rappresentazione schematica dei WECs, classificati sulla base della loro distanza di installazione da riva e del principio di funzionamento.

3. MATERIALI PER I COMPONENTI STRUTTURALI PRINCIPALI

3.1 LA SOPRAVVIVENZA IN AMBIENTE MARINO

I WECs sono installati in un ambiente aggressivo, ove si richiede il loro corretto funzionamento per un lungo periodo di tempo, possibilmente senza necessità di interventi di manutenzione. Quindi i materiali strutturali impiegati per la fabbricazione devono essere valutati con accuratezza al fine della sopravvivenza dell'intero impianto nell'ambiente marino, considerando in particolare:

- corrosione;
- fatica;
- fatica da corrosione;
- corrosione da corrente vagante;
- usura e fatica da usura;
- crescita marina (*fouling*);
- impatto dei carichi e fratture.

I fenomeni elencati non sono indipendenti tra loro e, anche se le attuali conoscenze a riguardo sono piuttosto limitate, possono avvenire complesse interazioni, come gli effetti combinati di crescita marina e corrosione.

3.1.1 *Corrosione e fatica da corrosione*

Sebbene le caratteristiche chimiche dell'acqua di mare, in aperto oceano, non varino molto da una parte all'altra del pianeta, esistono comunque differenze di concentrazione dell'ossigeno disciolto, pH, temperatura, azione ondosa, solidi in sospensione e crescita marina sulle superfici, che possono avere effetti significativi sul fenomeno della corrosione. L'esperienza dimostra che si possono verificare manifestazioni di corrosione anche molto diverse tra loro in condizioni teoricamente simili: un lavoro preliminare importante da realizzare prima di ogni decisione progettuale deve essere quindi quello di raccolta dei dati sulla corrosione e sulla crescita marina in corrispondenza dei siti proposti per l'installazione del WEC. I metalli e le leghe sottoposti a corrosione nell'ambiente marino possono essere in generale classificati in due tipologie:

1. Quelli, come ad esempio l'acciaio dolce, per i quali la velocità di corrosione è fortemente connessa all'ossigeno disponibile sulle loro superfici. La corrosione può essere incrementata dall'aumento di velocità dell'acqua di mare.
2. Quelli, come ad esempio l'acciaio inossidabile, che formano un aderente film protettivo di ossido "passivo" sulle loro superfici. La corrosione tende a verificarsi allora quando la quantità di ossigeno è limitata, come ad esempio nelle aree di acqua stagnante o al di sotto della crescita marina o in corrispondenza di fratture.

Le leghe in rame, ampiamente impiegate nell'ambiente marino, hanno un comportamento intermedio rispetto a quello delle due tipologie di materiali appena descritte: esse formano *films* passivi che sono sensibili agli effetti di velocità, perciò i fenomeni di corrosione possono dipendere dai livelli di ossigeno, se l'acqua di mare si muove con una velocità che supera un certo valore critico. Corrosione localizzata, dovuta

a turbolenza, urto o cavitazione, può facilmente manifestarsi nei sistemi in acqua di mare in movimento, a meno che non siano prese le dovute precauzioni in fase di progetto e selezione delle leghe.

Le limitazioni tipiche delle leghe -come la suscettibilità a corrosione sotto sforzo (*stress-corrosion-cracking*) o la fragilità da idrogeno in acqua di mare se sottoposte ad uno *stress* applicato costantemente- sono ormai note e possono essere prese in considerazione dai progettisti.

Risultano meno documentate l'influenza della corrosione sulla resistenza a fatica e l'interazione tra l'usura e la corrosione. I dati relativi agli acciai ferritici, raccolti nell'ambito degli studi richiesti dalle applicazioni dell'industria del petrolio *offshore*, sono abbastanza buoni. In particolare, sono stati oggetto di attenzione gli effetti della frequenza dello *stress* e della protezione catodica sulla propagazione delle cricche, anche se non è stata ancora pienamente esaminata la possibile influenza della crescita marina. Hudson et al. (1980) dimostrano come in un ambiente di fatica da corrosione la propagazione delle cricche possa manifestarsi fino a 6 volte più velocemente alle frequenze tipiche dei carichi d'onda (circa 0.1 Hz) rispetto al caso di frequenze più alte. La formazione di cricche di corrosione da *stress* può essere evitata limitando il campo di forze a cui è sottoposto l'acciaio e mediante un attento controllo metallurgico.

Dal momento che l'acqua del mare è un elettrolita fortemente conduttivo, la corrosione è spesso modificata da:

- effetti galvanici;
- accoppiamento in acqua di mare di due metalli con potenziali diversi; le "Serie Galvaniche" per l'acqua di mare, riportate in Figura 3.1, rappresentano una guida sulle possibilità di manifestazione del fenomeno della corrosione quando due diverse leghe sono accoppiate tra loro;
- flusso di correnti elettriche esterne, in particolare corrente continua, attraverso l'acqua del mare, da una parte all'altra della struttura ("corrosione da corrente vagante"). Il fenomeno della corrosione da corrente vagante può rappresentare un fattore di influenza primario e difficile da eliminare in una struttura dotata di attrezzature elettriche come un WEC.

L'interazione tra la corrosione ed i fattori meccanici può essere estremamente importante, in particolare lo stress da vibrazione (applicato o residuo, costante o ciclico) e l'usura possono influenzare il fenomeno di corrosione.

Esistono diversi accorgimenti da utilizzare già in fase di progettazione al fine di minimizzare il fenomeno della corrosione, ad esempio:

- la scelta di leghe resistenti alla corrosione e il riconoscimento della loro suscettibilità a forme particolari di corrosione;
- specifici trattamenti termici di correzione, tecniche di fabbricazione e metodi di produzione;
- ispezione accurata e controllo di qualità.

Può capitare che tali accorgimenti non vengano seguiti, e che per proteggere dalla corrosione i WECs realizzati in acciaio vengano usate verniciatura adeguate, con relativa loro manutenzione ogni 5-6 anni. Tuttavia il sistema della verniciatura non è consigliabile a causa dell'inquinamento prodotto dalle vernici stesse, che nel tempo si sfaldano e si depositano sul fondale marino.

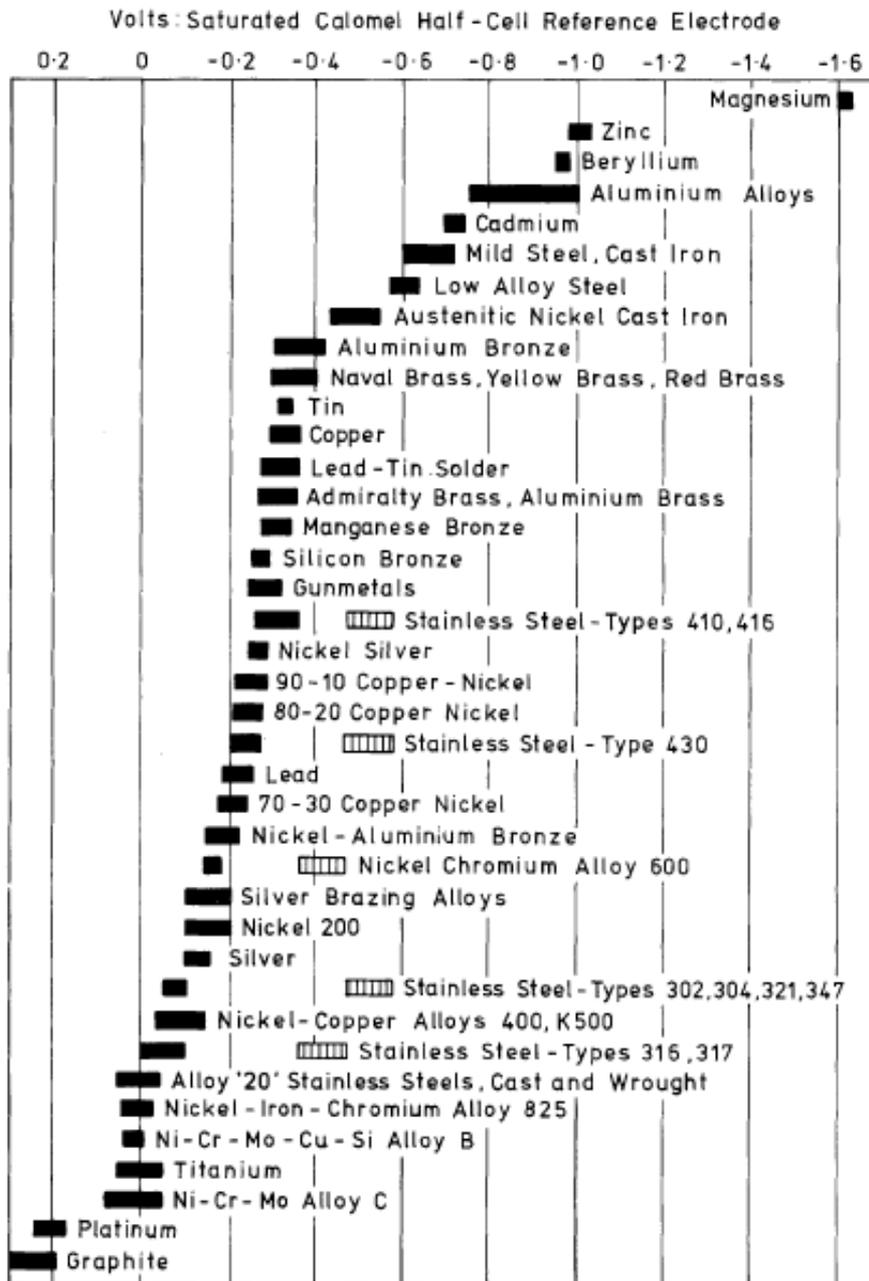


Figura 3.1 - Serie galvaniche di metalli e leghe in acqua di mare in movimento.

I due principali metodi di protezione dalla corrosione sono i rivestimenti di protezione e la protezione catodica. I rivestimenti moderni, usualmente messi a punto per gli acciai, sono estremamente efficaci se applicati su superfici ben preparate e dovrebbero garantire protezione per un tempo dell'ordine di 10 anni, in assenza di danni meccanici. Per le strutture sommerse, la protezione catodica è frequentemente usata sia come ulteriore protezione sia in alternativa ai rivestimenti: essa offre il vantaggio di ridurre la corrosione ad un catodo o mediante l'attacco di "anodi sacrificali" (ad esempio, zinco o alluminio) oppure per mezzo di

un sistema esterno per “correnti impresse”. I rivestimenti in zinco o le vernici ricche di zinco possono essere utilizzati sia come protezione diretta e protezione galvanica sia come sottorivestimenti per minimizzare la corrosione al di sotto dei rivestimenti organici, qualora si verifichi un danno meccanico. Ad esempio, sulle superfici in acciaio del dispositivo Pelamis si adottano accorgimenti diversi a seconda dell’esposizione delle superfici stesse: una vernice di rivestimento per quelle esposte all’atmosfera e agli spruzzi; una protezione catodica per quelle sommerse, impiegando anodi sacrificali.

Si può naturalmente anche prevedere l’impiego di materiali non metallici quando le loro proprietà e caratteristiche economiche li rendono un’alternativa soddisfacente ai metalli. Ne è un esempio il convertitore DEXA (www.dexawave.com), il quale prevede l’impiego del calcestruzzo, come principale materiale da costruzione. Il calcestruzzo, a differenza dell’acciaio, non subisce una corrosione veloce quando è sottoposto all’ambiente oceanico salato: solo piccole aree esposte sono in acciaio, e non richiedono l’impiego di vernici bio-repellenti.

3.1.2 *Fratture*

Oltre alle problematiche connesse ai fenomeni di fatica e fatica da corrosione, nel progetto di un WEC deve anche essere presa in considerazione la resistenza al danneggiamento da urto e alla frattura fragile veloce. L’uso corretto di acciai selezionati e studi in fase di progettazione potrebbero fornire garanzia contro la frattura fragile per le grandi strutture in acciaio saldate. L’esposizione prolungata di grandi strutture in acciaio al sole su una superficie e al mare su un’altra, potrebbe portare ad enfatizzare gli effetti agenti e ciò potrebbe ridurre la resistenza nel successivo funzionamento durante la stagione invernale. Di particolare interesse per la progettazione di grandi strutture galleggianti è la resistenza e l’integrità delle saldature in corrispondenza delle catene.

3.1.3 *Crescita marina (“fouling”)*

Le principali conseguenze del fenomeno del *fouling* per le strutture sono:

- incremento del peso della struttura;
- incremento del volume della struttura;
- incremento della scabrezza superficiale;
- incremento del coefficiente di resistenza aerodinamica;
- ostruzione di tubazioni, condotti, valvole e saracinesche;
- cambiamenti nella velocità e nel meccanismo di corrosione;
- cambiamenti nelle manifestazioni temporali della fatica da corrosione;
- cambiamenti nella probabilità di manifestazione della frattura fragile;
- riduzione dell’efficienza di trasferimento del calore nei condensatori;
- effetti tribologici sulle parti in movimento, possibile riduzione di durata delle guarnizioni;
- mascheramento delle superfici che ostacola l’ispezione di routine e gli interventi di manutenzione.

La quantità di *fouling* sviluppato su una struttura è fortemente connessa al luogo di installazione: i dati disponibili, quindi, (relativi soprattutto alle aree che circondano gli Stati Uniti) possono costituire solo una

guida di massima per la valutazione della magnitudo del fenomeno. Inoltre i dati sono affidabili soprattutto per il *fouling* di cirripedi e mitili. In Tabella 3.1 sono riportate le velocità massime di manifestazione del fenomeno di *fouling* osservati dopo tempi relativamente brevi di esposizione su strutture di ancoraggio.

Evidenze sperimentali dimostrano che alcune superfici sono più esposte al fenomeno di fouling rispetto ad altre. E' importante cercare di interpretare questo risultato per due motivi principali. In primo luogo, per il fatto che finora sono stati eseguiti soprattutto test di esposizione di breve durata, e nei pochi test in cui l'esposizione è stata prolungata si è osservato in generale che l'insediamento della comunità di *fouling* finale era indipendente dalle lente velocità di manifestazione iniziale. In secondo luogo, per il fatto che i test comparativi possono risultare non veritieri. Infatti, se sono resi disponibili al *fouling* due pannelli, uno scuro e l'altro chiaro, si è osservato che la crescita marina si manifesta nel breve termine sulla superficie scura. Tuttavia, il *fouling* ha un'innata forza di adattamento per cui accetterà prontamente la superficie chiara per l'insediamento, se nessuna superficie scura è disponibile.

BOE DI NAVIGAZIONE			CATENE
Mitili (asciutto)	Cirripedi (asciutto)	Laminaria (bagnato)	(diametro di 50 m)
54 kg/m ² anno	30 kg/m ² anno	40 kg/m ² anno	23 kg/m anno

Tabella 3.1 - Velocità massime di manifestazione del fenomeno del fouling osservate su strutture di ancoraggio.

Molte strutture marine contengono metalli protetti per cui è più importante studiare l'effetto del *fouling* sulla protezione piuttosto che sul metallo nudo. Alcune specie sono in grado di penetrare i *films* di vernice e causare una perdita locale di protezione ed un aumento della corrosione.

L'interazione tra il *fouling* ed i sistemi di protezione catodica non è stata ancora pienamente investigata: talvolta è stato osservato un aumento talvolta invece una riduzione del fenomeno sui componenti protetti.

I trattamenti attualmente utilizzati o proposti per evitare o contenere il fenomeno del *fouling* sono elencati in Tabella 3.2.

TIPOLOGIA	ESEMPI	STRUTTURE
Rimozione del fouling	Manuale, meccanica (con strumenti idraulici)	Strutture fissate off-shore
Iniezione diretta di veleno	In genere composti di cloruro	Tubi, condotti sotterranei, etc.
Vernici anti-fouling	Vernici a base di Cu, vernici organico-metalliche (con Cu, Pb, Hg, Zn)	Navi, tubi, condotti sotterranei, etc.
Rivestimento anti-fouling	Leghe a base di Cu (91Cu, 10Ni)	Pannelli-test, qualche nave
Trattamenti termici	Acqua, vapore	Condotti acqua di raffreddamento

Tabella 3.2 - Trattamenti mirati ad evitare o contenere il fenomeno del fouling.

E' possibile stabilire quale sia il trattamento *anti-fouling* migliore per il WEC solo se sono note le velocità tipiche di *fouling* nella località di installazione e le operazioni di manutenzione di routine economicamente realizzabili, compresi gli interventi per i quali il dispositivo dovrà essere rimorchiato in acque calme o in un bacino di carenaggio.

Le iniezioni di cloruro in combinazione con i rivestimenti in vernice *anti-fouling* sono utilizzati soprattutto negli impianti che pompano acqua di mare.

Le vernici *anti-fouling* hanno una vita utile limitata perché rilasciano continuamente i loro ingredienti tossici: per la protezione dai cirripedi è necessario un tasso di rilascio di circa 10^{-1} g/m²/gg. A differenza del cloruro, le sostanze tossiche efficaci nelle vernici *anti-fouling* producono significativi impatti ambientali. Ancora scarsa attenzione è rivolta all'applicazione di vernici *anti-fouling* per il rinforzo delle strutture in calcestruzzo.

L'impiego di materiali di rivestimento *anti-fouling* attualmente è piuttosto costoso ma potrebbe comunque rappresentare un'alternativa per le applicazioni con WECs. Infine, è stata considerata, per alcune piattaforme del Mar del Nord, la possibilità di controllare il *fouling* mediante l'impiego di acqua calda (temperatura >50°C) o vapore; tale tecnica potrebbe essere applicabile anche ai WECs in alternativa alla semplice rimozione meccanica.

3.2 ACCIAIO

Gli acciai sono selezionati per disponibilità, costo e proprietà meccaniche (tensione ammissibile, resistenza a frattura, saldabilità). La corrosione è la principale causa di deterioramento: può manifestarsi attraverso la perdita del metallo (talvolta localizzata), la riduzione della resistenza a fatica, oppure attraverso la formazione di cricche associate a *stress*.

Il rivestimento ideale per l'acciaio nelle applicazioni in mare dovrebbe essere economico e dovrebbe aderire perfettamente alla superficie. Inoltre dovrebbe essere semplice da applicare e risistemare, resistente all'ambiente marino, all'abrasione e al danneggiamento, non conduttivo, atossico. Infine dovrebbe isolare completamente la superficie dell'acciaio dal contatto con l'aria e l'umidità. Un rivestimento che garantisce il soddisfacimento di tutti questi requisiti non esiste ed è per questo che il necessario compromesso di fornire ottimi rivestimenti per specifici requisiti ha generato un'ampia gamma di prodotti.

L'inadeguata preparazione della superficie è la causa più comune di scarsa *performance* del rivestimento. Le condizioni dei cantieri navali dove la verniciatura finale è talvolta eseguita frettolosamente su superfici esposte alle intemperie, in condizioni di clima freddo, umido e ventoso, sono cause ormai note di un precoce danneggiamento del rivestimento.

Per lungo tempo, l'attenzione è stata rivolta, soprattutto nell'industria di costruzione navale, ai requisiti di costo e semplicità di applicazione piuttosto che alla performance nel lungo termine. Per i WECs occorre, invece, garantire che il primo sistema di rivestimento applicato rimanga il più possibile integro nel tempo, in modo da ridurre al minimo gli interventi di manutenzione. I rivestimenti che garantiscono elevate *performance* sono già disponibili e, in assenza di serio danneggiamento meccanico, un sistema di

rivestimento ad alta *performance*, adeguatamente applicato, dovrebbe garantire protezione fino a 10 anni senza necessità di interventi di manutenzione.

Si può considerare l'alternativa di un acciaio rivestito mediante un metallo resistente alla corrosione, come il cupro-nichel. Il principale pericolo per il rivestimento costituito da una lega resistente alla corrosione è rappresentato, nel caso di acciaio esposto, dalla corrosione galvanica. Per tale motivo non sono utilizzati i rivestimenti leggeri o quelli forniti sottoforma di *spray*, poiché risultano facilmente danneggiabili o porosi, ed il corretto approccio sembrerebbe la fabbricazione di un piatto di pre-rivestimento con uno spessore sufficiente in metallo resistente alla corrosione. Lo svantaggio attuale di questa soluzione è l'elevato costo, ma è possibile che l'impiego a larga scala dell'acciaio rivestito si dimostri economicamente conveniente per i *WECs*, se la protezione dalla corrosione è garantita per tutta la vita utile della struttura.

La protezione catodica è ampiamente utilizzata per le strutture sommerse in acciaio, o da sola o in combinazione con vernici di rivestimento. La corrente di protezione è fornita o mediante la corrosione di un "anodo sacrificale" in zinco, alluminio o, occasionalmente, in magnesio, oppure mediante una "corrente impressa" proveniente da una fonte esterna di corrente continua che impiega un elettrodo inerte. Per i *WECs* che hanno potenza elettrica prontamente disponibile, il sistema più vantaggioso sembrerebbe essere quello con "corrente impressa": in ogni caso, per poter usufruire di un sistema che richieda scarsa manutenzione e garantisca lunga vita utile, sono necessari miglioramenti nell'affidabilità e un controllo degli attuali *standard*. In particolare, è di essenziale importanza evitare una super-protezione, che abbasserebbe il potenziale dell'acciaio al di sotto del livello richiesto per combattere la corrosione. Ciò renderebbe il sistema di protezione non soltanto inefficiente, ma potrebbe portare ad un danneggiamento delle vernici di protezione e persino, in talune circostanze, aumentare la velocità di propagazione delle cricche da fatica per corrosione.

3.3 CALCESTRUZZO

Il calcestruzzo (spesso precompresso con acciaio preteso), si presenta come un materiale da costruzione molto versatile. Sono stati sviluppati diversi tipi di cemento e lo studio di un'ampia gamma di proprietà del calcestruzzo per il progetto di strutture resistenti, durature ed economiche ha prodotto una tecnologia altamente specializzata.

L'esperienza che già esiste di strutture in calcestruzzo nell'ambiente marino (moli, navi, piattaforme offshore, etc.) è generalmente favorevole. Per quanto riguarda la durevolezza del calcestruzzo nell'ambiente marino, i problemi di fatica e corrosione dell'acciaio integrato sono ancora oggetto di studio, ma essi possono essere sicuramente superati mediante un'attenta fase di progettazione e controllo qualità, garantendo l'impiego di un calcestruzzo resistente, denso, impermeabile e con un adeguato spessore di copertura dell'acciaio.

Le condizioni richieste per la produzione di un calcestruzzo soddisfacente sono note in termini generali. Le rigide specifiche introdotte nell'industria del petrolio assicurano una maggiore fiducia nelle caratteristiche di durevolezza delle piattaforme in calcestruzzo *offshore*, ma allo stesso tempo comportano un elevato innalzamento dei costi. Sono usualmente previste delle specifiche che permettono una considerevole

tolleranza per le variazioni probabili di materiale e di produzione in sito, con conseguente minimizzazione dei costi di fabbricazione.

Un problema da affrontare per la produzione di un calcestruzzo completamente soddisfacente è quello della corrosione dell'acciaio integrato. A tale fine, la protezione catodica è già ampiamente impiegata e in futuro i trattamenti di protezione superficiale del calcestruzzo, mirati alla protezione dal deterioramento meccanico e/o chimico, potrebbero essere oggetto di importante sviluppo.

3.4 PLASTICHE RINFORZATE E GOMME

La resistenza delle plastiche rinforzate con fibre di vetro agli attacchi chimici rende questa tipologia di materiale molto adatta per l'impiego nel corrosivo ambiente marino. Ciò spiega il largo impiego di vetroresina (*Glass Reinforced Polyester*, GRP) nella fabbricazione di barche e piccole navi.

Il GRP è suscettibile a fatica e anche a perdita di resistenza nel tempo a causa dell'umidità, per queste nelle applicazioni esistenti si considerano adeguati margini di sicurezza. Per garantire un impiego del GRP economicamente conveniente nell'industria dei WECs sarà necessario lo sviluppo di migliori tecniche di progettazione.

4. CICLO DI VITA DI UN CONVERTITORE DI ENERGIA ONDOSA

Nel seguito verrà presa in considerazione l'analisi delle fasi che precedono l'installazione di un WEC, esaminando in maggiore dettaglio il caso di un WEC di tipo *Wave Activated Body (WAB)*.

Il tempo complessivamente necessario per lo sviluppo del progetto, dall'identificazione del sito alla fabbricazione e messa in funzionamento, può essere di 1 o 2 anni o anche maggiore.

4.1 FASI PRE-INSTALLAZIONE

4.1.1 Selezione del sito

In modo analogo a quanto avviene per gli altri progetti di produzione di elettricità da fonte rinnovabile, prima che un convertitore di energia da onda (o più convertitori riuniti in parco) sia installato e fornisca elettricità alla rete, è necessario identificare e attrezzare un sito idoneo. Il processo di selezione del sito appropriato per l'installazione dei WECs deve basarsi su alcune specifiche valutazioni:

- **Risorsa energetica:** è essenziale realizzare la valutazione del clima meteo-marino per un periodo di tempo che deve essere il più lungo possibile per permettere:
 - la previsione dell'energia sfruttabile e dei livelli di generazione di potenza della macchina;
 - l'identificazione dei parametri di progetto come la direzione d'onda prevalente, il vento, le condizioni di carico estreme e le condizioni medie del sito;
 - l'analisi e la previsione della variabilità stagionale dell'ambiente ondoso, importante per le fasi del progetto di costruzione, messa in funzionamento e manutenzione.
- **Batimetria e sondaggi dell'area:** nel caso di WEC di tipo galleggiante, le caratteristiche del fondale influenzano il futuro sistema di ancoraggio, che di norma utilizza ancore fissate nel fondale (a 5-10 m di profondità). In funzione dell'accuratezza dei dati di batimetria esistenti, il sondaggio batimetrico può rivelare anomalie che potrebbero influenzare il regime ondoso locale e/o il posizionamento dei generatori e dell'equipaggiamento sommerso associato.
- **Cavi sommersi, rotte e connessione alla rete:** i WECs –a meno di quelli posizionati in riva- devono essere connessi a riva mediante cavi sommersi e, nel caso di generatori multipli, alcuni di essi sono in grado di condividere una connessione unica dal sito alla riva mediante cavo. Deve quindi essere pianificato il percorso seguito dal cavo di trasporto della potenza e si deve disporre di attrezzature idonee per identificare gli ostacoli che il cavo deve evitare o dai quali deve essere protetto. Le specifiche relative al cavo sommerso dipendono da parametri come il numero totale di macchine che si pensa di connettere al cavo e la distanza lungo la rotta scelta per il cavo. La scelta della rotta e del metodo di posizionamento del cavo a riva è influenzata dalla geologia della linea di riva, dal percorso del cavo a largo e dal punto di connessione alla rete locale. La connessione alle rete avviene per mezzo di una sottostazione a terra, dove alloggiato i sistemi di regolazione ed interruzione ed una appropriata strumentazione di trasformazione e monitoraggio affinché vengano rispettati i

regolamenti e le leggi applicate alla rete. Da qui la potenza generata può essere esportata alla rete di trasmissione/distribuzione ad un identificato punto di connessione.

- Attrezzature di supporto al progetto: per consentire la manutenzione e il monitoraggio del parco di WECs, occorre pianificare a progetto uno spazio di supporto prossimo al parco ed opportunamente attrezzato, raggiungibile dal personale addetto.
- Licenza ed approvazione: i parchi di WECs necessitano di approvazioni e/o licenze secondo quanto previsto dai regolamenti locali e nazionali applicabili. Queste licenze riguardano la fabbricazione e la messa in funzionamento dell'intero complesso di attrezzature.

4.1.2 Valutazione delle Risorse Locali

Per un potenziale sito di collocazione del parco di dispositivi, il clima meteo-marino può essere studiato mediante i dati storici, relativi ad un periodo di tempo rappresentativo, o può essere ricostruito mediante osservazioni satellitari e da dati provenienti dalle boe presenti nelle vicinanze, oppure possono essere calcolati (metodo *hindcast*) mediante i modelli numerici del sistema vento-onda.

I dati relativi alla potenza del dispositivo in funzione delle condizioni di mare (derivati da prove sperimentali del dispositivo) e le informazioni sul clima meteo-marino devono essere combinati per ottenere la risposta in termini di potenza elettrica prodotta nel tempo, e da essa il suo valore medio e la sua variabilità.

Oltre alla valutazione del clima tipico del paraggio, è essenziale anche:

- la determinazione statistica delle onde estreme durante la vita utile della macchina al fine di valutare i carichi massimi a cui la stessa deve resistere.
- il calcolo della "finestra metereologica" che garantisce tempo di sufficiente calma per realizzare attività di manutenzione e altre operazioni.

Selezionato il sito di installazione, occorre individuare al suo interno il posizionamento ottimale dei WECs, considerando la direzione media dell'onda e la sua variabilità.

Ad esempio, nel caso di Pelamis, l'orientazione ottimale per l'ancoraggio è quella allineata alla direzione principale dell'onda; nel caso di Dexa invece, l'orientazione ottimale sembra essere a circa 30° rispetto alla direzione d'onda principale (Zanuttigh et al., 2011).

4.1.3 Problematiche di connessione alla rete elettrica di distribuzione

La connessione degli impianti di produzione alla rete di distribuzione è disciplinata direttamente dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). In particolare, la connessione alla rete di bassa tensione (BT) è regolata dalla delibera AEEG n. 89/07 (e successive): per potenze fino a 50 kW il servizio di connessione deve essere erogato in BT (allegato A art. 6.2). La connessione alla rete di media e alta tensione (MT/AT), invece, è regolata dalla delibera AEEG n. 281/05 (e successive).

Naturalmente, il produttore può avvalersi di fonti di energia rinnovabili o convenzionali; in tale ambito, in base al decreto legislativo n. 387/03 sono definite rinnovabili, "le fonti energetiche non fossili, quindi

eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mare-motrice, idraulica, biomasse (parte biodegradabile dei prodotti, residui animali e vegetali provenienti dall'agricoltura e dalla silvicoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani), gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas”.

Per la produzione di energia tramite impianti alimentati da fonti rinnovabili sono previste incentivazioni. I relativi provvedimenti legislativi sono:

- il decreto ministeriale del 28 luglio 2005, integrato e modificato dal decreto ministeriale del 6 febbraio 2006;
- il decreto ministeriale del 19 febbraio 2007, attuato il 13 aprile 2007 con la delibera AEEG n. 90/07.

La domanda per la richiesta degli incentivi va inoltrata al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE).

Nel caso di un impianto di produzione di nuova realizzazione, il soggetto responsabile della connessione deve presentare all'impresa distributrice competente una richiesta di nuova connessione, ovvero di valutazione di adeguamento della connessione esistente. La richiesta deve fornire le seguenti informazioni:

- i dati identificativi del soggetto responsabile della connessione;
- la potenza nominale e la potenza complessivamente richiesta per la connessione;
- la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
- la data prevista di avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto, di conclusione di tali lavori di realizzazione e di entrata in esercizio dell'impianto di produzione;
- la documentazione progettuale degli interventi previsti; ed eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
- eventuali livelli di potenza già disponibili in immissione e in prelievo;
- l'eventuale decisione di avvalersi dell'impresa distributrice per il servizio di misura dell'energia elettrica, o di avvalersi delle condizioni di ritiro dell'energia elettrica, o di avvalersi del servizio di scambio sul posto.

A seguito della richiesta di connessione, l'impresa distributrice esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza disponibile richiesta in immissione e trasmette al soggetto responsabile della connessione un preventivo dove vengono indicate informazioni riguardanti:

- la tipologia di lavoro necessaria alla realizzazione della connessione;
- la migliore soluzione per la connessione;
- la descrizione degli eventuali adeguamenti degli impianti di competenza del soggetto responsabile della connessione;
- il corrispettivo per la connessione evidenziando le singole voci di costo e il termine previsto per la realizzazione della connessione.

Entro 30 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo per la connessione da parte del soggetto responsabile della connessione, l'impresa distributrice è tenuta a presentare le richieste di autorizzazione eventualmente necessarie per la realizzazione degli interventi in capo alla medesima impresa distributrice.

Il soggetto responsabile della connessione, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia all'impresa distributrice competente la comunicazione di ultimazione dei lavori. Il tempo di realizzazione dell'impianto è in genere massimo 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici, mentre in caso di lavori complessi tale tempo aumenta fino ad un massimo di 120 giorni lavorativi.

La realizzazione e la gestione della connessione è effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributrici conformemente alle disposizioni dell'Autorità e alle norme e guide tecniche del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI).

Per quanto riguarda gli aspetti più prettamente economici, all'atto della presentazione della richiesta di connessione, il soggetto responsabile è tenuto a versare al distributore un corrispettivo fisso stabilito dall'Autorità.

Nel caso di richieste di connessione riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i corrispettivi per la connessione sono attribuiti in misura pari al:

- 50% a carico del soggetto responsabile della connessione;
- 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (il riferimento legislativo è rappresentato dall'articolo 59 del Testo integrato).

4.2 FASI DI PRODUZIONE, INSTALLAZIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Per descrivere le fasi di produzione, installazione, messa in esercizio e manutenzione di un WEC del tipo WAB, è stato preso in considerazione, nel seguito, il dispositivo Pelamis, dal momento che, giunto alla commercializzazione, ha maturato un'esperienza più vasta in queste fasi rispetto agli altri convertitori.

4.2.1 Produzione

La produzione dei WECs Pelamis avviene in 3 fasi significative:

- fabbricazione, riempimento e messa in funzione dei moduli di conversione;
- fabbricazione, riempimento e messa in funzione dei tubi e del componente frontale (naso);
- assemblaggio finale e messa in funzione pre-installazione.

Una volta assemblate, le macchine sono sottoposte a messa in esercizio e prove in mare, prima di essere installate in un parco.

4.2.2 Fabbricazione, riempimento e messa in funzione

Moduli

I moduli sono costituiti da una struttura, realizzata in acciaio verniciato, ove sono alloggiati il motore ed il generatore, i cilindri idraulici, gli accumulatori, le riserve e le *console* di controllo elettrico (vedere Fig. 4.1). Questi sistemi sono consegnati all'industria di riempimento dei moduli dove essi vengono installati, assemblati e messi in funzione.



Figura 4.1 - Dettagli dei moduli di conversione dell'energia del Pelamis.

Struttura a tubo

La costruzione strutturale principale è costituita dai tubi in acciaio e dal componente frontale (naso). All'interno del modulo frontale sono installati il trasformatore, i sistemi di accensione, regolazione e controllo e poi esso è messo in funzione. Ciascun tubo è idoneo all'installazione dei cavi, delle connessioni e della zavorra in modo da garantire una corretta disposizione d'assetto della macchina.

4.2.3 Assemblaggio finale, prova e messa in funzione

I segmenti di tubo e i moduli assemblati sono connessi insieme per completare l'assetto della macchina. Queste connessioni possono essere fatte sia a terra che in acqua in funzione delle attrezzature impiegate. La macchina completamente assemblata poi è sottoposta alla messa in funzione in banchina prima dell'installazione in situ e delle prove in mare in parco.

4.2.4 Logistica

Un progetto di produzione ha un numero di requisiti logistici in funzione della localizzazione dei siti di installazione, produzione e di subappalto. Questi requisiti comprendono il trasporto dei pezzi, dai piccoli componenti alle grandi macchine assemblate, l'uso di attrezzature per il sollevamento (vedere Fig. 4.2), la movimentazione di materiale pesante e navi.



Figura 4.2 - Logistica associata alla fase di installazione del dispositivo.

4.2.5 Messa in funzione e prove in mare

Le macchine, completamente assemblate, sono messe in funzione quando ancora sono ancorate alla banchina, prima di essere installate in sito. Le macchine sono connesse ad una rete locale ad alto voltaggio da un generatore diesel per sottoporre a prova tutti i componenti, compresi:

- sistemi idraulici, valvole e filtri;
- motori;
- generatori;
- sensori e interruttori;
- sistemi elettrici inclusi i dispositivi di regolazione e accensione;
- guarnizioni e sistemi di tenuta;
- comunicazioni.

Le macchine sono messe in funzione attraverso una rete di controllo locale, identica a quella installata nella sala di controllo per il parco di dispositivi. Il sistema idraulico è pressurizzato ed i generatori sono messi in funzione alla velocità di progetto per controllare il corretto funzionamento. La messa in funzione richiede tipicamente due settimane per essere completata.

Dopo la messa in funzione, le macchine possono essere sottoposte a prova in mare. Le prove in mare rappresentano un modo efficiente per risolvere ogni problema iniziale, soprattutto per una macchina di nuova concezione o per un nuovo algoritmo di controllo.

4.2.6 Installazione, Funzionamento e Manutenzione

Prima che le macchine siano installate nella località prestabilita e la rete sia connessa, il sito che ospiterà il parco deve essere preparato a ricevere le macchine, mediante:

- posizionamento di galleggianti di segnalazione, allo scopo di delimitare l'area interessata dal progetto così da risultare interdetta al traffico marittimo;
- installazione della infrastruttura *offshore* di supporto: nel caso del Pelamis, il sistema di ancoraggio, i cavi sommersi ed il chiavistello di assemblaggio.

Quando la messa in esercizio finale è stata portata a termine, ovvero i dispositivi sono stati installati in sito e connessi alla rete, il funzionamento delle macchine è sottoposto al controllo a terra.

Le macchine Pelamis, in particolare, sono messe in funzionamento mediante un apposito sistema SCADA grazie al quale possono essere rimosse dal sito e dirette verso una apposita banchina sicura per operazioni di manutenzione, in modo da garantire affidabilità e accesso ai sistemi.

Il Pelamis è stato progettato in modo che sia tollerante ai guasti con l'incorporazione di livelli multipli di galleggiamento attraverso tutti i componenti (strutturale, di ancoraggio, idraulici, elettrico e di controllo) e modalità di sicurezza inerenti a tutti i possibili danni, in modo che la sopravvivenza, il mantenimento in posizione e, in molti casi, la funzionalità generale del sistema non siano compromessi. Questa capacità di tolleranza al danno è centrale per garantire il funzionamento e la manutenzione di un generatore nel più ostile degli ambienti, dove le opportunità di intervento possono essere molto limitate, soprattutto nelle stagioni caratterizzate da violente tempeste.

In combinazione con le caratteristiche di tolleranza al danno sopra descritte, le macchine Pelamis sono state anche progettate, attraverso lo sviluppo di un sistema di rapido attacco-distacco, per essere installate e rimosse dal sito mediante navi di specifiche minime (tipicamente vengono usate navi *Multi-Cat*): ciò evita la necessità di imbarcazioni di costo elevato e dotate di equipaggiamento *ad hoc*. Inoltre il sistema di disconnessione-connesione non richiede l'intervento diretti di subacquei, ma è messo in funzione attraverso un controllo a distanza dalla nave di installazione. L'installazione può essere svolta in tempi minimi (dall'arrivo al sito, può essere connesso al sistema di ancoraggio e alla rete e consegnato al controllo a terra in meno di 2 ore, e può essere disconnesso e pronto per il rimorchio in meno di 1 ora) e anche con condizioni di mare caratterizzate da 1-2 m di altezza d'onda significativa.

Durante la vita utile del progetto, è richiesto un lavoro di ispezione programmata e di manutenzione alle macchine mediante una idonea attrezzatura. Questo lavoro dovrebbe essere condotto durante il periodo stagionale di minore energia ondosa, e dovrebbe, in funzione del numero di macchine, richiedere soltanto la rimozione dal sito di una macchina alla volta.

Nel caso di Pelamis, il sistema di supporto per la manutenzione comprende:

- una banchina strutturalmente solida di lunghezza sufficiente;
- uno spazio di manovra idoneo per ancoraggio e disancoraggio;
- un'area riparata da condizioni meteorologiche ostili;
- la disposizione di un piano di accesso per i veicoli;
- condizioni della banchina idonee per l'impiego di gru mobili;
- la disposizione di uno spazio adiacente per lo stoccaggio e il supporto dell'attrezzatura;
- una rotta di navigazione sicura da e per il sito offshore;
- una rotta di navigazione sicura da e per il sito di fabbricazione.

5. VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

5.1 PROCEDURE DI VALUTAZIONE E STESURA DEL DOCUMENTO DI VIA

Ogni studio di progettazione deve essere affiancato da una valutazione di impatto ambientale. Le prime norme a tal riguardo risalgono alla fine degli anni '80, precisamente al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (D.P.C.M.) del 27 dicembre 1988. Queste Norme Tecniche sono ancora oggi vigenti, anche se esse sono state aggiornate ed integrate da numerose norme successive, l'ultima delle quali è il D.Lgs. n.4 del 16 gennaio 2008.

La redazione dello studio di impatto ambientale, dei vari documenti elaborati, ed i costi associati sono a carico del Proponente del progetto. Tale studio deve contenere informazioni riguardanti:

- il progetto con le sue caratteristiche, quali ad esempio la localizzazione (ad esempio in funzione del clima meteo-marino, della facilità della trasmissione dell'energia elettrica prodotta, etc.) e le dimensioni;
- le misure previste per evitare, ridurre e possibilmente compensare gli impatti negativi rilevanti;
- i dati necessari per individuare e valutare i principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione sia in fase di esercizio;
- una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame dal Proponente, con indicazione delle ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale.

La limitata esperienza, legata alla limitata applicazione dei dispositivi di conversione di energia da onda, non rende possibile formulare un quadro completo dei possibili effetti ambientali conseguenti all'installazione dei dispositivi stessi.

L'impiego di WECs singoli o riuniti in parchi potrebbe richiedere la realizzazione della procedura di VIA in quanto teoricamente appartenente alla categoria "impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda" riportata nell'Allegato IV del D. Lgs. n.4/2008.

Tra le descrizioni di impatto ambientale redatte *ad hoc* per i dispositivi di conversione dell'energia da onda, si riportano quelle proposte da Thorpe e da EMEC (<http://www.emec.org.uk/downloads.asp>).

Thorpe (Thorpe, 1992) riassume l'impatto ambientale di tali tecnologie nella Tabella 5.1. Ad ogni aspetto viene dato un livello di importanza, che può essere medio (M) o basso (W).

L'EMEC (*European Marine Energy Centre Ltd*), invece, ha prodotto una guida per la realizzazione della VIA, facendo in particolare riferimento al sito di Orkney (UK), sede di diversi progetti di sviluppo dell'energia da onda e delle maree.

Il processo di VIA si compone delle seguenti fase sequenziali:

- la descrizione delle attività del progetto e delle caratteristiche ambientali del sito prescelto;
- la identificazione delle possibili interazioni ambientali e la scala dei potenziali impatti;
- la identificazione delle misure di gestione e mitigazione e la stima degli impatti residui;
- la definizione degli impegni da assumere nell'ambito del progetto.

Aspetto ambientale	A riva (<i>shore-line</i>)	Acque intermedie(<i>near-shore</i>)	A largo (<i>off-shore</i>)
Uso del suolo	B		
Costruzione/manutenzione dei siti	B		
Usi ricreativi	B	B	
Erosione Costiera	B	B – M	B – M
Schemi di flusso del sedimento		B	B
Rischi/pericoli per la navigazione		B	B
Biodiversità marine	B	B	B
Rumori acustici	B		
Perdite di “fluidi di lavoro”		B	B
Specie in pericolo	B	B	
Danni al dispositivo e/o ancoraggi		B - M	B – M

B: Basso Impatto Ambientale; M: Impatto Ambientale Medio

Tabella 5.1 – Considerazioni di impatto ambientale di un WEC. Da Thorpe (1992).

In Tabella 5.2 si riportano alcune linee guida sulla tipologia di VIA che è opportuno seguire, comprese le unità di misura di ciascun parametro. Si riportano anche gli aspetti chiave relativi agli impatti associati alle attività e ai vari componenti del dispositivo. Ulteriori dettagli su tutti gli impatti che dovrebbero essere presi in considerazione e sui motivi della loro rilevanza, sono riportati in Tabella 5.3. Infine la Tabella 5.4 riassume gli impatti potenziali conseguenti all’installazione di WECs e contiene, nel dettaglio:

- le attività che possono produrre impatto;
- i meccanismi dell’impatto e la componente ambientale coinvolta. E’ importante fornire indicazioni aggiuntive sull’importanza dell’impatto (estensione ed entità), sulle sue possibili variazioni stagionali, basate sulle sensibilità sito-specifiche;
- il livello di importanza dell’impatto, considerando la peggiore delle ipotesi, ed assenza di misure di gestione/mitigazione. Nel caso di incertezza, essa deve essere messa in evidenza.
- le misure di gestione/mitigazione previste.
- gli impatti residui che permarranno anche dopo l’implementazione delle misure di gestione/mitigazione.

Si presenta anche una matrice di impatto (vedere Tabella 5.5), la quale dovrà fornire una “fotografia” esaustiva dei potenziali impatti pre-mitigazione e degli impatti residui. Ogni impatto residuo considerato moderato o più importante dovrà essere dettagliatamente discusso nel documento di VIA. Inoltre, ogni impatto potenzialmente significativo richiederà lo sviluppo e l’implementazione di un appropriato piano di monitoraggio. Gli impatti minori o trascurabili devono comunque essere considerati e per essi devono essere previste misure di gestione e mitigazione, da inserire nell’elenco degli impegni.

Per valutare e classificare gli impatti potenziali e residui possono essere presi in considerazione i criteri riportati in Tabella 5.6.

Attività/ Componente	Cosa descrivere	Problematiche chiave di Impatto (n. in riferimento alla Tab.5.3)
Gestione/sviluppo sistema/struttura	Localizzazione personale/ <i>decision makers</i> Programma di comunicazione	Assicurare meccanismi idonei così da rendere il processo decisionale efficiente, affidabile e tempestivo.
Programmazione dei tests	Tempi e durate delle attività oggetto dei <i>tests</i> (data di inizio, di fine, periodi di sospensione, inclusi i periodi di eventuale rimozione del dispositivo).	Variazioni stagionali di sensibilità ambientali/impatti. (19)
Struttura e funzionamento del dispositivo	Descrizione generale (inclusi disegni e foto del dispositivo dei profili emersi e immersi); Peso (t) e Dimensioni a piena scala (in m); Profondità al di sotto della superficie marina, se sommerso, e altezza al di sopra della superficie libera se emerso. Dimensioni fisiche in ogni modalità di funzionamento. Potenziale erosione indotta da o intorno al dispositivo. Disposizione del dispositivo durante il test (ancoraggio centrale, decentrato..) e orientamento rispetto alle correnti/onde (latitudine, longitudine del centro e raggio d'azione). Descrizione del funzionamento del dispositivo.	Sensibilità degli habitats del fondale all'erosione. (2) Interazioni comportamentali con la fauna. (6) Potenziale rischio di intrappolamento/collisione per la fauna. (9) Impatto visivo e paesaggistico. (14) Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18) Adattabilità del dispositivo all'ambiente locale. (19)
Sistema di ancoraggio o fondazione	Descrizione generale con: Dimensioni e peso (m, t), area di copertura (m ²), profondità di penetrazione nel fondale (m), metodo di installazione (descrizione), materiali (t), movimenti del dispositivo attorno al sistema di ancoraggio (m). Catene, ancore, blocchi, connessioni sommerse, pile, etc. Requisiti di peso di gruppo. Potenziale erosione indotta da o intorno il sistema di ancoraggio. Boe di ancoraggio (posizione (latitudine, longitudine), numero, colore, illuminazione, massa, materiale, segnalazione). Preparazione del fondale (m2) e profondità di scavo (m). Requisiti di perforazione (dettagli sui fluidi di perforazione, scarichi e tempi operativi). Requisiti per le pile (fasi operative e tempi). Realizzazione della fondazione (materiali, massa). Requisiti delle navi (navi GRT, lunghezza...).	Sensibilità degli habitats del fondale all'erosione. (2) Disturbo alle masse d'acqua. (3) Importanza del danno/disturbo causato agli habitats del fondale. (2, 4, 7). Separazione del calcestruzzo etc. (8) Potenziale rischio di intrappolamento/ collisione per la fauna. (9) Rumore associato all'impiego di pile e catene. (10,11) Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)
Requisiti di installazione	Descrizione del processo di installazione, inclusi i requisiti pre-installazione. Requisiti delle navi (navi GRT, lunghezza...). Generazione di rifiuti/scarichi in sito (m3/t per ciascun tipo di rifiuto). Nota: EMEC richiede un progetto formale di installazione, specifico del dispositivo, prima che esso venga posizionato in sito.	Importanza del danno/disturbo causato agli habitats del fondale. (2, 4, 7) Rumore. (10, 11) Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18) Durata delle operazioni. (20)

Tabella 5.2 - Dettagli per la descrizione del progetto nel documento di VIA.(pagina 1/5)

Attività/ Componente	Cosa descrivere	Problematiche chiave di Impatto (n. in riferimento alla Tab. 5.3)
Potenza richiesta	<p>Dettagli sui requisiti di potenza, inclusi i requisiti e la localizzazione di ogni fonte esterna di potenza.</p> <p>Requisiti del diesel o di altri carburanti compresi inventario (l), procedure di rifornimento e regolarità etc.</p>	<p>Contaminazione di acqua, fondale e fauna. (8)</p> <p>Problematiche sulla qualità locale dell'aria. (15)</p>
Materiali	<p>Inventario dei materiali (m³ o t) per esempio: metalli conformi agli standard internazionali; plastiche; oli e lubrificanti (l); tipi di oli ed inventario (per es. idraulici, del trasformatore, etc); vernici (l e descrizione delle tipologie); collanti (l e descrizione delle tipologie); batterie; zavorre (t, tipi di materiale e posizione).</p> <p>Requisiti/trattamenti con prodotti chimici (nome, funzione e quantità in l).</p> <p>Per tutti i materiali fornire dettagli sulla conformità ai requisiti standard riconosciuti (ISO o equivalenti).</p>	<p>Contaminazione acqua e fauna. (8)</p> <p>Sostanze pericolose. (8)</p> <p>Problema smaltimento rifiuti. (17)</p> <p>Rilascio di materiali nel caso di eventi accidentali/danno. (8, 21)</p>
Sistemi idraulici	<p>Descrizione generale dei sistemi idraulici, inclusi i requisiti degli oli, problemi di contaminazione, scarichi potenziali etc (l/giorno).</p>	<p>Contaminazione acqua e fauna. (8)</p> <p>Rumore del sistema. (10, 11)</p>
Protezione dalla corrosione	<p>Descrizione generale della protezione dalla corrosione inclusi tutti i requisiti per gli anodi sacrificali, composizione etc.</p>	<p>Contaminazione acqua e fauna. (8)</p>
Sistema <i>antifouling</i>	<p>Tipologia di sistema <i>antifouling</i>, compresa la conformità ad ogni standard nazionale/internazionale riconosciuto. Estensione copertura di superficie del dispositivo (m²).</p> <p>Quanto frequentemente deve essere riapplicato/sostituito? (tasso/anno).</p> <p>In alternativa al sistema <i>anti-fouling</i>, come potrebbe ogni forma di <i>fouling</i> (crescita marina,...) essere rimossa/gestita?</p>	<p>Contaminazione acqua e fauna. (8)</p> <p>Problema smaltimento rifiuti. (17)</p>
Sistema di conversione dell'energia	<p>Descrizione generale del modulo/generatore di potenza, inclusi numero e organizzazione dei moduli e meccanismi caratteristici del sistema di estrazione dell'energia.</p> <p>Capacità di generazione del dispositivo-profilo di potenza fornita in uscita (kW).</p> <p>Area occupata (superficie in m² e intervallo di profondità delle acque in m).</p> <p>Area di cattura dell'energia (m², Joules) e flusso di energia proporzionale (come percentuale del flusso di energia locale e complessivo).</p> <p>Frequenza/velocità delle parti in movimento (cicli/minuto).</p>	<p>Bilancio di energia nell'ambiente marino -cambiamenti potenziali di habitat (<i>offshore</i> e costieri) sia diretti che indiretti. (1, 4)</p> <p>Impatti sul fondale. (2)</p> <p>Impatti sulla colonna d'acqua. (3)</p> <p>Rumore. (10, 11)</p>

Tabella 5.2 - Dettagli per la descrizione del progetto nel documento di VIA.(pagina 2/5)

Attività/ Componente	Cosa descrivere	Problematiche chiave di Impatto (n. in riferimento alla Tab. 5.3)
Rumore e livelli di vibrazione	<p>Frequenza di ogni rumore generato (Hz).</p> <p>Ampiezza (in dB equivalenti ad 1 μPa a 1 m in acqua o dB equivalenti a 20 m in aria), considerando l'intero dispositivo e le singole parti.</p> <p>Se non sono disponibili dati, fornire dettagli sulla dinamica di tutte le parti in movimento (pistoni, sistemi in pressioni, motori, pompe, rotor, turbine ad aria), un elenco della parti e di ogni dato sul rumore noto.</p> <p>Dettagli sui cavi in tensione e su ogni parte che potrebbe vibrare in acqua. (frequenza di vibrazione).</p> <p>Dettagli su ogni sistema vibrante.</p>	<p>Effetti del rumore in acqua sulle fauna. (10)</p> <p>Effetti del rumore in superficie. (11)</p>
Segnalazione del dispositivo	<p>Visibilità sulla superficie (diagramma, metri al di sopra del pelo libero).</p> <p>Colore (descrizione e foto).</p> <p>Apparecchiatura di illuminazione (distanza di visibilità, sequenza di lampeggiamento, ecc.).</p> <p>Segnalazione di scarsa visibilità (ad esempio riflettori radar).</p> <p>Controllo di posizionamento del dispositivo.</p> <p>Possibili modalità di danneggiamento per il dispositivo (collasso, colo a picco, incendio...).</p>	<p>Impatto visivo e sul paesaggio. (14)</p> <p>Perdite/inquinamento. (8, 21)</p> <p>Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)</p>
Segnalazione del dispositivo	<p>Visibilità sulla superficie (diagramma, metri al di sopra del pelo libero).</p> <p>Colore (descrizione e foto).</p> <p>Apparecchiatura di illuminazione (distanza di visibilità, sequenza di lampeggiamento, ecc.).</p> <p>Segnalazione di scarsa visibilità (ad esempio riflettori radar).</p> <p>Controllo di posizionamento del dispositivo.</p> <p>Possibili modalità di danneggiamento per il dispositivo (collasso, colo a picco, incendio...).</p>	<p>Impatto visivo e sul paesaggio. (14)</p> <p>Perdite/inquinamento. (8, 21)</p> <p>Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)</p>
Sistemi elettrici	<p>Schemi di voltaggio e corrente dalla potenza generata.</p> <p>Sistemi di protezione da corrosione per correnti impresse.</p> <p>Frequenza (Hz) e harmonics di ogni corrente elettrica.</p> <p>Protezione dai fulmini.</p>	<p>Effetti sulla vita marina. (6)</p>
Sistemi di riscaldamento e raffreddamento	<p>Requisiti per il prelievo e lo scarico di acqua.</p> <p>Requisiti/trattamenti con prodotti chimici (nome, funzione e quantità in l).</p>	<p>Impatti sulla colonna d'acqua (prelievo e scarico). (3)</p> <p>Contaminazione di acqua e fauna. (8)</p> <p>Popolazione marina numerosa in certi periodi dell'anno. (1, 20)</p>

Tabella 5.2 - Dettagli per la descrizione del progetto nel documento di VIA.(pagina 3/5)

Attività/ Componente	Cosa descrivere	Problematiche chiave di Impatto (n. in riferimento alla Tab. 5.3)
Sistemi di comunicazione	Descrizione generale dei sistemi di comunicazione del dispositivo (fibre ottiche, antenne radio ad alta energia, microonde, LAN wireless...) Accordi di licenza. Frequenza (Hz) e ampiezza dei segnali.	Interferenze con sistemi radio delle navi, radar e MOD. (19)
Connessioni a riva	Dettagli su tutte le connessioni a riva utilizzate (cavi, condotti...).	Impatti sul fondale e sull'approdo a riva. (2, 4, 5) Effetti elettrici - elettromagnetici (12) Consapevolezza pubblica e percezione.
Impianti a riva	Dettagli su tutti i requisiti degli impianti a riva.	Disturbo/danno all'habitat. (4, 5) Importanza della conservazione e potenziali impatti su specie protette. (7) Uso impianto/terreno. (5, 14) Rumori, illuminazione, altri disturbi (11)
Immagazzinamento di energia	Dettagli su tutti i requisiti di immagazzinamento dell'energia.	Funzionamento potenzialmente complesso con una serie di impatti.
Sistema di dissipazione dell'energia	Dettagli su tutti i requisiti del sistema di dissipazione dell'energia.	Funzionamento potenzialmente complesso con una serie di impatti.
Impiego e gestione di sostanze	Dettagli sul sistema di gestione delle sostanze. Elencare tutte le sostanze usate (comprese le alternative considerate), spiegare il perché sono necessarie e come devono essere impiegate, includendo i potenziali scarichi (l/mese). Fornire MSDSs (<i>Material Safety Data Sheets</i>) e tutti i dati eco- tossicologici delle sostanze proposte. Strategie/misure di prevenzione degli sversamenti.	Contaminazione di acqua e fauna. (8) Problema smaltimento rifiuti. (17)
Potenziali scarichi in acqua	Dettagli su ogni sistema/componente che potrebbe scaricare/rilasciare nell'ambiente marino (ad esempio, fluidi idraulici, anodi sacrificali, acque di scolo, ecc.), incluse stime dei tassi (l/anno) di scarico/rilascio.	Contaminazione di acqua e fauna. (8)
Potenziali emissioni in aria	Dettagli su ogni sistema/componente che potrebbe produrre emissioni atmosferiche (ad esempio per processi di combustione), gas di sfogo, ecc., comprese le emissioni dal dispositivo e dalle navi di supporto.	Problematiche sulla qualità dell'ambiente locale. (7, 15) Contributo ai processi di effetto serra. (13)

Tabella 5.2 - Dettagli per la descrizione del progetto nel documento di VIA (pagina 4/5).

Attività/ Componente	Cosa descrivere	Problematiche chiave di Impatto (n. in riferimento alla Tab. 5.3)
Requisiti di manutenzione	<p>Requisiti di esercizio dell'attività di manutenzione, frequenza, materiale necessario per le operazioni di manutenzione.</p> <p>Sono operazioni che devono essere contenute nell'area di ancoraggio dei test (comprese ancore/linee di ancoraggio)</p> <p>Frequenza delle operazioni con navi sul sito (se noti, numero delle navi e frequenza/durata delle visite).</p> <p>Requisiti di ancoraggio delle navi di supporto (ancora, lunghezza delle catene, raggio degli impianti di ancoraggio, etc.).</p> <p>Requisiti <i>onsite</i> (per esempio impianti periodicamente usati dal personale per la manutenzione).</p> <p>Tutti i requisiti per la manutenzione del fondale (dragaggio, protezione dall'erosione...).</p> <p>Generazione potenziale di scarichi/rifiuti in sito (m³ o t); recupero dei detriti (m³ o t) e metodi di smaltimento.</p>	<p>Disturbo e danneggiamento del fondale. (2)</p> <p>Contaminazione di acqua e fauna. (8)</p> <p>Rumore. (10, 11)</p> <p>Problema smaltimento rifiuti. (17)</p> <p>Potenziale rischio di intrappolamento/ collisione per la fauna. (9)</p> <p>Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)</p>
Dismissione	<p>Descrizione generale di attività/requisiti per recupero/rimozione del dispositivo e del sistema di ancoraggio, inclusi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sono operazioni che devono essere contenute nell'area di ancoraggio dei test sul dispositivo (comprese ancore/linee di ancoraggio)? - Navi/altri requisiti (navi GRT, lunghezza,...). - Requisiti di ancoraggio per le navi. - Tecniche di taglio/rimozione di ogni struttura fissata. - Requisiti <i>onsite</i> (per esempio impianti periodicamente usati dal personale per la manutenzione). - Generazione potenziale di scarichi/rifiuti in sito (m³ o t) e metodi di smaltimento. - Dettagli su persistenza, recupero, smaltimento dei detriti. - Requisiti di ripristino del fondale. <p>Condizioni e vincoli per la fase di dismissione.</p>	<p>Disturbo e danneggiamento del fondale. (2)</p> <p>Contaminazione di acqua e fauna. (8)</p> <p>Superficie, rumore, illuminazione ed altri disturbi. (11)</p> <p>Problematiche di smaltimento acque reflue. (17)</p> <p>Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)</p>
Monitoraggio ambientale	<p>Fornire dettagli su cosa è previsto dallo specifico piano di monitoraggio ambientale del dispositivo.</p>	<p>Cercare di comprendere tutte le possibili interazioni dispositivo/processi ambientali.</p>
Eventi accidentali	<p>Descrizione delle situazioni accidentali/d'emergenza che potrebbero produrre interferenze con gli altri fruitori del mare e inquinamento ambientale, includendo una valutazione della probabilità di accadimento e della magnitudo delle conseguenze di ciascun evento.</p>	<p>Disturbo e danno al fondale. (2)</p> <p>Contaminazione acqua e fauna. (8)</p> <p>Potenziale rischio di intrappolamento/collisione per la fauna. (9)</p> <p>Interferenze con la navigazione ed i fruitori del mare. (18)</p> <p>Consapevolezza pubblica.</p>

Tabella 5.2 - Dettagli per la descrizione del progetto nel documento di VIA (pagina 5/5).

Problematica	Cosa dovrebbe essere considerato? Perché è importante?
PROBLEMATICHE ECOLOGICHE	
1. Bilancio energetico e flussi.	Dovrebbero essere valutate le conseguenze del processo di estrazione dell'energia e della presenza fisica del dispositivo in mare: ad esempio, cambiamenti nel mescolamento verticale potrebbero produrre cambiamenti negli habitats offshore e costieri/comunità biologiche presenti.
2. Disturbo agli <i>habitats</i> del fondale.	Sistemi di ancoraggio, ancoraggio, operazione di installazione di fondazioni, attrezzatura di manutenzione e altro, potrebbero arrecare disturbo/distruzione agli <i>habitats</i> del fondale.
3. Disturbo alle masse d'acqua.	Dovrebbero essere considerate scala ed implicazioni dei cambiamenti apportati a fattori quali nutrienti, temperatura, livello di luminosità, torbidità, onde in superficie, schema delle correnti.
4. Disturbo alla linea di costa.	Dovrebbero essere considerate tutte le attività, sia dirette che indirette, che potenzialmente possono modificare la linea di costa, producendo ad esempio erosione/deposito, cambiamenti di caratterizzazione.
5. Disturbo alla aree costiere.	Tutte le attività previste a riva dovrebbero evitare di interferire con gli <i>habitats</i> costieri importanti da una prospettiva di conservazione, e minimizzare la perdita di habitat naturali.
6. Cambiamenti comportamentali nella fauna.	Le attività di test potenzialmente possono interferire con la distribuzione della fauna. Dovrebbero essere considerate le influenze potenziali delle attività e degli impianti sulla fauna, in particolare sulle specie protette.
7. Impatti sulla conservazione delle aree/specie protette.	Dovrebbero essere considerate tutte le interferenze con le aree di conservazione previste e le specie protette, di importanza locale, nazionale ed internazionale.
8. Contaminazione di acqua, fondale, fauna.	La contaminazione potrebbe essere causata da scarico di effluente, scarico/perdita/separazione di sostanze, scarico/perdita di olio, scarico di acque reflue, scarico di rifiuti etc. Tutte le potenziali fonti, prevedibili o accidentali, devono essere prese in considerazione.
9. Intrappolamento, collisione della fauna.	Il danno e l'intrappolamento potenziale per la fauna, in particolare per gli invertebrati marini, pesci, mammiferi ed uccelli dovrebbero essere messi in relazione con fattori quali struttura, funzionamento, stagione e località. Tra gli impatti occorre considerare anche la collisione con lame/rotori, giunti, etc.
10. Rumore, luce e vibrazioni in acqua.	I <i>tests</i> sul dispositivo e le attività associate probabilmente aumenteranno i livelli di rumore e illuminazione e potrebbero arrecare disturbo al comportamento e al benessere della vita marina. Talvolta può essere complicato valutare l'esatta relazione tra causa ed effetto.
11. Rumore, luce ed altri disturbi in aria.	Rumore, luce ed altri disturbi in aria potenzialmente possono arrecare disturbo alla fauna (costiera, <i>offshore</i> e onshore), alla comunità costiera residenti e alle attività ricreative.
12. Effetti elettrici ed elettromagnetici.	Alcuni organismi (come gli elasmobranchi, tra cui squali e razze) sono particolarmente sensibili ai campi elettrici ed elettromagnetici generati dai cavi elettrici.
13. Emissione di gas serra.	Dovrebbero essere valutate tutte le potenziali emissioni di gas serra, ad esempio derivanti dall'impiego di combustibile etc.

Tabella 5.3 - Problematiche ecologiche, socio-economiche e di gestione globale (pagina1/2).

PROBLEMATICHE SOCIO-ECONOMICHE	
14. Impatti visivi e sul paesaggio.	I dispositivi visibili dalla costa potrebbero produrre impatto sulla qualità del paesaggio. I fattori che facilitano o migliorano l'integrazione della struttura nel paesaggio sono importanti. Questi fattori comprendono: colore, orientazione, progetto strutturale, materiali, etc. Da considerare anche la distanza visibile dell'illuminazione.
15. Qualità aria locale.	Ogni emissioni di gas combusto o di sfogo potenzialmente peggiora la qualità locale dell'aria.
16. Interferenze con i sistemi di comunicazione.	Le comunicazioni a riva di qualche dispositivo potrebbero interferire con i comuni sistemi di comunicazione delle navi.
17. Minimizzazione e smaltimento dei rifiuti.	Devono essere considerate tutte le possibili misure di minimizzazione della produzione di rifiuti, e assicurato sicuro stoccaggio, trasporto e smaltimento. Alcuni rifiuti potrebbero usare le reti di smaltimento esistenti.
18. Interferenze con la navigazione/fruitori del mare.	La presenza dei dispositivi e dei loro sistemi di ancoraggio potenzialmente può interferire con la navigazione e la fruizione del mare. Sebbene le aree dei tests saranno generalmente evitate da queste attività, tuttavia esse potrebbero non essere classificate come "aree di esclusione", perciò occorre considerare gli impatto prodotti.
PROBLEMATICHE DI GESTIONE GLOBALE	
19. Idoneità del dispositivo alle condizioni ambientali locali.	Assicurare la piena considerazione di tutte le condizioni ambientali locali durante il progetto del dispositivo e del sistema di ancoraggio.
20. Durata delle attività rispetto alle sensibilità stagionali.	Occorre realizzare una valutazione delle sensibilità stagionali e della durata delle attività, valutando misure di mitigazione e piani di gestione.
21. Sversamenti e rilasci accidentali.	Sversamento di materiali in mare potenzialmente possono arrecare danno alla fauna e all'ambiente marino. Deve essere prevista una specifica procedura per le situazioni accidentali/d'emergenza al fine di minimizzare i potenziali rilasci accidentali.

Tabella 5.3 - Problematiche ecologiche, socio-economiche e di gestione globale (pagina2/2).

Attività	Previsione del potenziale impatto	Importanza impatto potenziale	Misure di gestione/mitigazione previste	Importanza dell'impatto residuo
<i>Esempio</i>				
<i>Installazione del dispositivo</i>	Danno al fondale			
	Interazione con fruitori del mare		Avviso ai naviganti via radio.	
<i>Antifouling</i>				

Tabella 5.4 - Esempio di tabella riassuntiva sull'Impatto.

Ricettore	Geologia /Geomorfologia	Distribuzione e movimento sedimenti	Idrografia e processi idrografici	Paesaggio	Atmosfera	Specie costiere	Specie colonna d'acqua	Specie del fondale	Mammiferi marini	Pesci	Uccelli marini	Specie e siti protetti	Fauna on-shore	Uso commerciale e non del mare	Economia locale	Altri siti/progetti	Utilizzo ricreazionale del mare	Residenti e comunità locali
COSTRUZIONE ED INSTALLAZIONE																		
Presenza di navi																		
Installazione sistema di ancoraggio																		
ecc.																		
FUNZIONAMENTO E MANUTENZIONE																		
Estrazione energia																		
Emissione di rumore																		
ecc.																		
EVENTI ACCIDENTALI																		
Sversamenti olio																		
ecc.																		

Tabella 5.5 - Esempio di matrice di impatto riassuntiva.

	Effetti ecologici	Effetti socio-economici	Conseguenze per i Proponenti
ELEVATO	Degradazione qualità o idoneità degli habitat e/o della fauna con tempi di ripristino superiori a 2 anni. <i>Es. scavo del fondale, erosione ...</i>	Cambiamenti nelle attività commerciali che portano a perdite di opportunità rispetto alla variabilità/rischio nelle condizioni normali. Effetti a breve termine potenziali sulla salute pubblica/benessere, reale rischio di danno. <i>Es. perdita di importanza di un sito pescoso, detriti galleggianti ...</i>	Se possibile, introduzione di misure che evitano questi impatti, assieme a monitoraggio e controllo sull'area dell'impatto residuo.
MODERATO	Cambiamenti negli habitat o nelle specie rispetto alle variabilità naturali, con tempi potenziali di ripristino di 2 anni. <i>Es. scavo del fondale in una piccola area,...</i>	Cambiamenti nelle attività commerciali che portano a perdite di opportunità rispetto alla variabilità/rischio nelle condizioni normali. Possibili ma improbabili effetti sulla salute pubblica/benessere, remoto rischio di danno. <i>Es. limitata esclusione di attività nell'area,...</i>	Lavoro attivo mirato a minimizzare la scala dell'impatto.
BASSO	Cambiamenti negli habitat e nelle specie misurabili ma della stessa scala delle variabilità naturali. <i>Es. basso livello di rumore proveniente dal dispositivo, ...</i>	Possibile disturbo ad altre attività e qualche influenza minore sulle opportunità economiche. Disturbo ma non danno alla salute pubblica. <i>Es. congestione temporanea ai porti,...</i>	Attenzione agli impatti potenziali, operazioni di gestione atte a minimizzare le interazioni.
TRASCURABILE	Cambiamenti negli habitat e nelle specie difficili da osservare/misurare e della stessa scala delle variabilità naturali.	Rilevato dalle altre attività commerciali, ma non rappresenta per esse un disturbo. Rilevato, ma nessun effetto sulla salute pubblica/benessere.	Non è richiesto nessun intervento attivo, ma occorre assicurarsi che gli impatti non crescano di importanza nel tempo.
NESSUNA INTERAZIONE	Nessuno	Nessuno	Assicurarsi che i cambiamenti apportati alle attività non comportino nuovi impatti.
POSITIVO	Miglioramenti apportati all'ecosistema o ai parametri di popolazione. <i>Es. miglioramento biodiversità, emissioni di CO₂ evitate,...</i>	Benefici alla comunità locale.	Lavoro attivo mirato a massimizzare specifici benefici.

Tabella 5.6 - Criteri di valutazione per gli impatti potenziali e residui.

5.2 PRINCIPALI PROBLEMATICHE PER LA VIA DI UN WEC

5.2.1 *Impatto visivo*

L'impatto visivo è logicamente connesso a particolari costruttivi intrinseci del dispositivo, come il livello di emersione del dispositivo, e a particolari geografici della installazione, come la distanza da riva. E' prevedibile che tale tipo di impatto sia maggiore per impianti installati direttamente sulla costa e per gli impianti che, pur essendo a largo, hanno una considerevole quota parte emersa, come ad esempio alcuni dispositivi OWC o OTD. Inoltre, un'ulteriore fonte di impatto dovuta all'installazione di *WECs off-shore*, può essere legata ai dispositivi di avviso per la navigazione, come luci, segnali sonori, riflettori radar e *day markers*. Stando ai requisiti previsti dalla Guardia Costiera, le *day markers* devono essere visibili da 1 miglio nautico, e quindi le segnalazioni del dispositivo potrebbero essere visibili da riva solo in giorni eccezionalmente nitidi.

Ad esempio, nel caso del Pelamis, le macchine sono zavorrate in modo da essere sommerse approssimativamente per il 50% (quindi soltanto 2 m di struttura sono visibili al di sopra della superficie marina). Inoltre, le stesse macchine sono attualmente dotate di luci gialle lampeggianti (ogni 5s) in posizione sia frontale che posteriore. Queste luci sono visibili di notte da 2 miglia nautiche.

Infine, dato che molte aree adatte all'installazione di *WECs* sono lontane dai siti di utilizzazione dell'energia elettrica, un elemento aggiuntivo di impatto visivo può essere costituito dalle linee di trasmissione di elettricità sulla terraferma.

5.2.2 *Impatto acustico*

L'impatto acustico è specifico del dispositivo, e presenta una considerevole variabilità nella generazione di rumore al di sopra e al di sotto della superficie libera marina. Si è iniziato a considerare il problema del rumore principalmente al fine di non generare conseguenze alla vita dei mammiferi marini.

In generale, si può affermare che il rumore al di sopra della superficie libera marina è legato a dispositivi come gli OWC, dove l'aria che viene trattenuta e poi espulsa è la principale sorgente di rumore. Rumori al di sotto della superficie libera, invece, possono essere provocati da dispositivi che impiegano turbine, pompe idrauliche e parti in movimento.

Nello studio dell'impatto da rumore dovrà essere anche considerata la frequenza del rumore, cioè ad esempio si dovrà diversificare tra rumori permanenti, legati appunto al funzionamento del dispositivo in tutta la sua vita utile, e rumori temporanei, come quelli legati alla fase di installazione e/o eventuali fasi di manutenzione. Ad esempio, le navi impiegate per rimorchiare i *WECs* nella fase di installazione saranno fonte di elevati livelli energetici (essendo le cavitazioni intorno alle eliche la principale sorgente di rumore) ma limitati nel tempo.

5.2.3 *Impatto sugli habitat costieri*

Generalmente l'impatto a riva dovuto all'installazione di dispositivi *WEC* è modesto. E' stato infatti stimato che una serie di *WECs* potrebbe provocare una riduzione dell'onda di ordine variabile dal 10 al 50%. Questa attenuazione –se i dispositivi si trovano al di fuori della profondità di chiusura - risulta rapidamente

dissipata nel raggio di pochi chilometri, e perciò potrebbe influenzare in maniera locale solo alcune attività ricreative come il *surfing*.

Logicamente tale impatto è legato all'intero periodo di funzionamento dei convertitori, in quanto estraendo continuamente energia dalle onde determinano una continua riduzione dell'energia ondata nella direzione sottovento. La percentuale di energia estratta è tuttavia modesta rispetto alla quantità totale disponibile in sito.

E' stato determinato, con modellazioni numeriche, che l'effetto sull'ambiente della costa a valle di un'installazione di WECs, è trascurabile, soprattutto considerando che i processi costieri subiscono maggiori trasformazioni durante le condizioni di tempesta, quando l'estrazione di energia da onda da parte dei WECs è minima se non nulla.

5.2.4 Habitat marino

L'impatto sull'*habitat* marino dipende da numerosi parametri, quali la natura delle superfici del dispositivo, il luogo di installazione dei dispositivi ed i mutamenti provocati nel fondale marino (cavi, ancoraggi). Non sempre questi impatti si devono considerare negativi, infatti alcune superfici artificiali sommerse possono essere utilizzate come substrati per diversi sistemi biologici, mentre alcune superfici emerse possono costituire un nuovo *habitat* per foche e leoni marini, o come aree di nidificazione per gli uccelli.

Un possibile impatto negativo per i mammiferi e gli uccelli marini riguarda le rotte di migrazione, in quanto tali animali dovrebbero aggirare gli impianti, se questi fossero situati sul loro percorso migratorio.

Un WEC nel giro di pochi anni può venire ricoperto di molluschi, alghe e parassiti marini: si parla di crescita marina o *bio-fouling* (vedere Fig. 5.1) e può rappresentare un problema per molte tecnologie di impiego dell'energia ondata, poiché può bloccare l'accumulo di acqua o impedire il movimento dei sistemi di *Power Take-Off*. Perciò potrebbero essere necessari rivestimenti tossici e una costosa manutenzione per inibire la crescita marina sugli impianti.



Figura 5.1 - Un'immagine della crescita marina tratta dalla home page del sito: www.waveenergy.dk.

I cavi sottomarini possono avere interazioni elettromagnetiche con i pesci, specialmente gli Elasma-branchi (squali e razze). Il sotterramento profondo dei cavi può ridurre il problema, ma aumenta i costi e provoca la distruzione dei fondali (e conseguentemente delle comunità bentoniche) durante le operazioni di scavo.

Nel caso di Pelamis, le strutture galleggianti sono simili in dimensione ad altre imbarcazioni marittime, con il vantaggio ulteriore di essere stazionarie: le parti mobili sono in movimento lento, con modeste escursioni, e non sono presenti eliche. Sia i cavi di ancoraggio sia quelli elettrici sono attrezzature marine *standard* ed è improbabile che offrano problemi significativi alla navigazione, poiché la tensione ed il raggio di curvatura dei cavi sono tali per cui l'intrappolamento di mammiferi marini è un evento eccezionale ed improbabile.

E' probabile inoltre che durante la vita utile del progetto i componenti del sistema di ancoraggio siano colonizzati, a causa della loro piccola dimensione, da alcune specie, come ricci di mare e granchi sul fondale e specie di pesci lungo la colonna d'acqua. Si prevede che il fenomeno non sia quantitativamente importante, tuttavia se ritenuto opportuno, questi componenti potrebbero essere lasciati in sito a supporto degli ecosistemi anche una volta dismessi i convertitori.

E' quindi probabile che la zona attorno al convertitore sarà oggetto di un incremento del numero di pesci e ciò garantirà un migliore approvvigionamento di cibo per gli uccelli (vedere Fig. 5.2). Quindi tenderà a crescere la popolazione locale di uccelli in connessione alle installazioni di WECs.



Figura 5.2 - Gabbiani su un dispositivo Pelamis. Esempio di come gli uccelli locali o migratori possano trovare nei WECs delle zattere di riposo.

5.2.5 Cambiamenti locali dei processi di trasporto solido

La disposizione di strutture, fondazioni e impianti nel flusso delle correnti può influire sulla velocità del flusso stesso. Erosione e/o deposito di sedimenti possono tanto incrementare quanto ridurre i flussi locali e globali, con possibile impatto sulle comunità bentoniche e, in generale, sulle abitudini alimentari e riproduttive della fauna e della flora.

5.2.6 Rilasci tossici

Si possono verificare rilasci tossici a seguito di perdite o sversamenti accidentali di liquidi, utilizzati dai sistemi che lavorano con fluidi idraulici, o a causa di alcuni materiali, come la vernice per navi che spesso è mescolata con veleno TBT per ridurre la crescita marina. Ciascun impatto può essere minimizzato mediante la scelta di fluidi non tossici, attraverso un attento monitoraggio ed adeguati piani di azione per i casi di sversamento.

Ad esempio, nel sistema di *Power Take-Off* del Pelamis, è presente fluido idraulico biodegradabile nell'ambiente marino. Nel sistema Pelamis, una vernice di rivestimento è applicata alle superfici strutturali in acciaio esposte all'atmosfera ed una protezione catodica è applicata alle superfici dei componenti strutturali in acciaio nella zona sommersa impiegando anodi sacrificali.

Un altro aspetto di cui tenere conto è l'inquinamento da rottami derivanti dalla rottura o dismissione di un dispositivo.

5.2.7 Conflitti d'uso del mare

Nello studio di fattibilità di realizzazione di un WEC bisogna anche considerare le diverse aree tematiche e settori coinvolti, come ad esempio: la pesca commerciale, la navigazione turistica o industriale, le attività ricreative, le piattaforme petrolifere, ecc.

Gli impianti galleggianti *off-shore* vanno posizionati lontano dalle principali rotte commerciali e militari, mentre chiaramente quelli sommersi non influiscono sulle rotte. Vanno in entrambi i casi posizionate boe di segnalazione, segnali visivi e acustici, incluse sirene da nebbia. Tutti i dispositivi di segnalazione dei WECs potrebbero facilmente integrare l'attuale sistema di segnalazione marina, con beneficio anche per la navigazione in generale. Tale obiettivo di rinforzo della rete sarebbe ottenibile con la semplice aggiunta di un sistema GPS integrato ai dispositivi medesimi.

Infine, vi è da sottolineare che lo sviluppo di impianti per lo sfruttamento delle onde potrebbe richiedere la creazione di zone di divieto di pesca, comportando da una parte una restrizione importante e dall'altra la possibile creazione di un *habitat* ideale per la riproduzione e la crescita di specie marine in aree protette.

5.3 ESEMPIO DI VIA

Un esempio di VIA per dispositivo WAB è riassunto nelle seguenti Tabelle 5.7 – 5.9, predisposte rispettivamente per le fasi di costruzione ed installazione, di funzionamento ed infine di smantellamento del parco e rimozione dei dispositivi.

Naturalmente le indicazioni riportate in tali Tabelle sono di carattere generale: sarà sempre necessario realizzare per ogni caso in esame una valutazione sito-specifica.

Attività di costruzione ed installazione del parco	Cambiamento Ambientale	Potenziali Impatti per:	Misure di Mitigazione (eliminazione o riduzione dell'impatto)
Sistemazione dei cavi sommersi (sepolti nel fondale) dal parco a riva.	Mobilitazione di limo dal fondale. Possibile deposito temporaneo di scarti .	<i>Pesca</i> : l'insabbiamento ed i depositi causano danni agli habitat di pesci in riproduzione.	Identificazione degli habitat importanti per la pesca e esclusione di queste aree per la sistemazione dei cavi.
		<i>Ecologia Marina</i> : l'insabbiamento ed i depositi causano danni alle comunità marine.	Identificazione del percorso dei cavi che non deve essere prossimo ad aree sensibili.
		<i>Archeologia</i> : danni ai siti archeologici.	Identificazione dei siti archeologici marini ed esclusione di queste aree per la sistemazione dei cavi.
Costruzione della struttura a riva ed installazione dei cavi.	Cambiamenti temporanei al paesaggio locale e produzione di rumore.	<i>Caratteristiche visive e paesaggistiche</i> : possibile riduzione temporanea del valore estetico dell'area costiera.	Considerare gli impatti nel contesto locale. Ripristino completo del sito dopo la costruzione.
		<i>Disturbo indotto dal rumore</i> : possibile impatto di produzione di rumore ai danni della popolazione locale.	Impiego delle tecniche migliori per minimizzare il rumore sul sito di costruzione.
		<i>Popolazioni di uccelli</i> : disturbo agli uccelli che si nutrono, si riproducono o si appollaiano.	Identificazione di una località lontana per un tranquillo habitat per popolazioni di uccelli. Se necessario, non realizzare i lavori durante le stagioni della riproduzione.
Produzione ed installazione delle zavorre in calcestruzzo.	Possibili cambiamenti alla qualità dell'acqua a causa della realizzazione del calcestruzzo, ed emissioni dalle navi.	<i>Ecologia marina</i> : inquinamento dell'acqua con effetti su fauna e flora marina.	Controllo sullo stoccaggio di oli e sostanze, sulla gettata di calcestruzzo ed altre operazioni per evitare di produrre scarichi inquinanti
	Potenziale danno agli habitat sottomarini, causato dal temporaneo ormeggio delle navi.	<i>Ecologia marina</i> : danni alle comunità bentiche.	Se possibile, utilizzare un posizionamento dinamico, per ridurre la necessità di usare ancore in zone sensibili.
Installazione del parco di dispositivi e dei cavi, mediante l'ausilio di navi per la costruzione navale.	Ostacoli temporanei alla navigazione.	<i>Pesca</i> : temporanea sospensione delle attività di pesca.	Consultazione con il settore della pesca per minimizzare gli impatti sull'attività e/o garantire rimborso.
		<i>Navigazione</i> : temporanea deviazione delle navi.	Consultazione con altri fruitori del mare e realizzazione di un protocollo per una navigazione sicura durante la costruzione, concordando su dei corridoi di accesso per le navi durante la fase di costruzione.

Tabella 5.7 - Attività di costruzione ed installazione del parco di dispositivi di conversione dell'energia da onda del tipo WAB: cambiamenti apportati all'ambiente, potenziali impatti e conseguenti misure di mitigazione da adottare.

Attività di funzionamento	Cambiamenti Ambientali	Potenziali Impatti per:	Misure di Mitigazione (eliminazione o riduzione dell'impatto)
Presenza del parco di dispositivi che occupano un'area di un km ² .	Cambiamenti al sistema idrofisico per l'estrazione di energia dalle onde.	<i>Ecologia marina</i> : cambiamenti agli habitats della costa dovuti ai cambiamenti nel sistema idrofisico e/o di sedimentazione.	Disposizione del parco ad almeno 2 km a largo. Spazio disponibile per ciascun dispositivo di 150 m per disperdere l'influenza locale sul movimento dell'acqua.
		<i>Processi costieri</i> : i dispositivi di impiego dell'energia da onda potrebbero ridurre l'energia ondosa media lungo la costa, producendo possibili effetti sui processi di trasporto, erosione e sedimentazione.	Impiego di macchine progettate per assorbire una quantità minima di energia in condizioni di tempesta (quando si verificano significativi fenomeni di erosione e sedimentazione).
	Riduzione dell'area di mare accessibile alle navi.	<i>Pesca</i> : l'area di mare occupata dal parco non può essere impiegata per le attività di pesca.	Consultazione con il settore della pesca. Evitare di posizionare il parco in aree di pesca importanti.
		<i>Attività ricreative</i> : l'area di mare occupata dal parco non può essere impiegata per le attività ricreative.	Consultazione con i gruppi di fruitori. Evitare di posizionare il parco in aree importanti per le attività ricreative.
		<i>Navigazione</i> : la presenza del parco può interferire con la navigazione di navi da trasporto, per la pesca e per le attività ricreative.	Consultazione con le autorità competenti per ciascun settore. Evitare di posizionare il parco lungo le rotte principali per la navigazione. La posizione del parco deve essere indicata sulle carte ed evidenziata in sito con boe e riflettori radar.
	Cambiamenti alla visuale sull'area.	<i>Paesaggio e caratteristiche di visuale</i> : il valore estetico della visuale e dell'orizzonte marino potrebbero cambiare.	Minimizzare l'impiego di elementi alti (anche di segnalazione) sulla superficie del mare. (I generatori Pelamis saranno visibili per <1.5 m sull'acqua e a 2 km a largo saranno praticamente invisibili anche in condizioni di calma).
Funzionamento dei motori idraulici contenuti nelle macchine.	Cambiamento del livello di rumore in acqua.	<i>Ecologia marina</i> : il rumore potrebbe arrecare disturbo ai mammiferi marini che utilizzano i suoni per comunicare.	Evitare di posizionare il parco in aree dove è prevista un'importante presenza di cetacei. La manutenzione regolare delle macchine ridurrà il rumore.
	Perdite di fluidi.	<i>Ecologia marina</i> : inquinamento dell'acqua con effetti su flora e fauna marina.	Realizzazione del progetto in modo da evitare il contatto di grassi e oli con l'acqua. Impiego di fluidi idraulici biodegradabili e non tossici.

Tabella 5.8 - Attività associate al funzionamento del parco di dispositivi di conversione dell'energia da onda: cambiamenti ambientali, potenziali impatti (considerando una altezza d'onda media) e misure di mitigazione (pagina 1/2).

Attività di funzionamento	Cambiamenti Ambientali	Potenziati Impatti per:	Misure di Mitigazione (eliminazione o riduzione dell'impatto)
Presenza di zavorre in calcestruzzo o acciaio per assicurare al fondo ciascun dispositivo.	Cambiamenti nella natura degli habitats sottomarini.	<i>Ecologia marina:</i> cambiamenti localizzati negli habitats disponibili per le comunità bentiche.	Posizionamento dei pesi in modo da garantire impatto minimo in aree sensibili del fondale e al contempo trarre beneficio massimo dovuto alla creazione di un nuovo habitat ad opera della zavorra.
Cavi in superficie e/o strutture per la connessione a terra del parco alla rete.	Cambiamenti alle proprietà estetiche dell'area costiera.	<i>Paesaggio e visuale:</i> possibile riduzione del valore estetico dell'area costiera.	Valutazione paesaggistica per identificare il percorso e la localizzazione ottimale per le infrastrutture. Impiego di cavi sotterrati se necessario.
Manutenzione (le singole macchine potrebbero essere rimosse in acque protette/porto).	Cambiamenti all'ecologia marina.	<i>Ecologia marina:</i> le attività di manutenzione come la rimozione della crescita marina potrebbero produrre effetti su fauna e flora nel sito specifico.	Assicurarsi che le misure anti-fouling impiegate non siano tossiche. Assicurarsi che le attività di manutenzione non producano inquinamento. Ogni effetto cumulativo deve essere analizzato.

Tabella 5.8 - Attività associate al funzionamento del parco di dispositivi di conversione dell'energia da onda: cambiamenti ambientali, potenziali impatti (considerando una altezza d'onda media) e misure di mitigazione (pagina2/2).

Attività di Smantellamento e Rimozione parco	Cambiamenti Ambientali	Potenziati Impatti per:	Misure di Mitigazione (eliminazione o riduzione dell'impatto)
Rimozione delle macchine dal sito	Cambiamenti alle proprietà estetiche dell'area di costa.	<i>Paesaggio e visuale:</i> possibile riduzione del valore estetico dell'area costiera	Assicurarsi che lo stoccaggio delle macchine per lo smantellamento sia temporaneo e sia realizzato non in aree di elevato valore estetico.
Rimozione dei cavi e delle zavorre in calcestruzzo presenti a largo	Cambiamenti nella natura degli habitats sottomarini.	<i>Ecologia marina:</i> cambiamenti localizzati negli habitats disponibili per le comunità bentiche.	Evitare di allontanare ogni detrito e di rimuovere i vecchi cavi.
Destino delle macchine	Cambiamenti alle proprietà estetiche del terreno.	Possibile riduzione del valore estetico del terreno.	Sistemazione per un uso ulteriore o per il riciclo.

Tabella 5.9 - Smantellamento del parco e rimozione dei dispositivi: cambiamenti ambientali, potenziali impatti e misure di mitigazione.

6. SISTEMI DI ANCORAGGIO

I sistemi di ancoraggio vengono progettati con lo scopo di mantenere il dispositivo in un intorno sufficientemente piccolo del punto dove è stato originariamente collocato. Allo stesso tempo, dovrebbero considerarsi come elemento integrato del sistema da progettare al fine di aumentare l'efficienza d'estrazione della potenza d'onda, con un conseguente più rapido ammortamento dell'intero investimento. Uno studio sul controllo ottimale per i WECs si trova, ad esempio, in Falnes (1993), mentre Barltrop (1998) ha effettuato un'ampia analisi delle configurazioni di ancoraggio per imbarcazioni.

I costi per la produzione degli ancoraggi, come si può intuire, risultano essere tanto maggiori quanto più profondo è il fondale a cui il WEC deve essere ancorato e tanto più energetiche sono le onde, o i gruppi d'onda, con cui il dispositivo interagisce. Tali costi, che possono incidere fino al 200-300% rispetto al costo totale del dispositivo, non sempre riescono ad essere bilanciati dal rendimento di conversione e quindi, anche nella migliore delle ipotesi, l'energia prodotta non può essere venduta ad un prezzo competitivo rispetto a quella prodotta dalle più comuni centrali o da altri sistemi di generazione da fonti rinnovabili.

Tenendo conto che il dimensionamento degli ancoraggi in campo ingegneristico è un problema conosciuto, almeno per quanto riguarda le strutture offshore e le costruzioni navali, e che nonostante ciò una percentuale relativamente elevata di WECs hanno fallito nel loro intento a causa di ancoraggi strutturalmente e funzionalmente inadeguati, è chiaro che sistemi più affidabili consentirebbero di abbassare i costi di produzione e renderebbero certamente più competitiva l'energia da onda sul mercato energetico.

Nel seguito sono presentate le normative e le varie tipologie esistenti per i differenti elementi costitutivi del sistema di ancoraggio, a cui far riferimento per una opportuna progettazione del sistema di ancoraggio stesso.

6.1 NORMATIVE

Ci sono diversi linee-guida e regolamenti, relativi ad ancoraggi di natanti e piattaforme off-shore, pubblicati da vari autori - ad esempio DNV (2001), API (1969).

Non esistendo normative ad hoc per i WECs, tali regole in prima analisi sono state estese anche agli ancoraggi di tali dispositivi. Tuttavia, è opportuno notare che i WECs possono avere restrizioni molto minori rispetto alle strutture petrolifere per le quali tale norme sono nate.

Infatti, le restrizioni relativamente a progetti o manutenzioni di strutture galleggianti per l'industria *offshore* del petrolio e del gas sono connesse al rischio di morte e di danneggiamenti, come ad esempio pericoli di inquinamento ambientale.

I WECs operano normalmente senza la presenza continua di personale a bordo (la presenza di persone sul luogo è necessaria soltanto durante le fasi di installazione ed eventuale manutenzione, le quali si svolgono comunque in condizioni di calma) e non sono connessi a significativi pericoli di inquinamento ambientale.

I regolamenti emanati in passato - e a cui si fa riferimento tuttora- sono:

- API: regolamenti e linee guida per le piattaforme offshore di petrolio e gas (mobile e fisso). In tali regolamenti sono inclusi i vari criteri di progettazione di ogni singolo requisito e costituente delle strutture galleggianti. Tale linea guida è consultabile al sito www.api.org.
- DNV (1989): stabiliscono norme e regolamenti per la classificazione delle navi, piattaforme mobili in mare aperto ed altre strutture marine galleggianti. Sono anche proposti dei criteri di classificazione e progettazione per sistemi di ormeggio e le loro parti specifiche (catene, ancore, etc.).
- ISO (*International Organization for Standardization*): prevede standard e criteri di progettazione dei sistemi di ancoraggio e di ormeggio delle navi e strutture *offshore* (primo criterio risalente al 1975, ISO 3505; mentre il più recente risale al 2009, ISO 19901-6).
- ABS (*American Bureau of Shipping*): ABS offre pratiche linee guida per la progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di impianti *off-shore*, come le regole per la costruzione e classificazione di ormeggi singolo punto (1996), la guida per la certificazione di catena di ormeggio in mare aperto (1999) e le linee guida sull'applicazione delle corde sintetiche per l'ormeggio in mare aperto (1999).

Più recentemente, la Carbon Trust (<http://www.carbontrust.co.uk/publications/pages/home.aspx>, 2006) ha fornito pratiche raccomandazioni e una guida per la valutazione e applicazione di *standard* di progettazione per dispositivi WECs galleggianti. In tale pubblicazione sono fornite indicazioni che vanno dalla fase dell'ideazione/progettazione alla fase della costruzione, considerando i vari processi del ciclo di vita del WEC in esercizio.

Ciò nonostante, a questo stadio di avanzamento della tecnologia di conversione dell'energia da onda, non è possibile ottenere un progetto ottimale con rischio di insuccesso nullo.

6.2 TIPOLOGIE

Differenti tipologie di ancoraggio possono essere legate alla posizione di installazione ed alla capacità di catturare energia in funzione della direzione dominante del fronte d'onda incidente. Ad esempio, dispositivi installati vicino riva sono generalmente ancorati per gravità. Inoltre, nel sistema di ancoraggio di un terminatore o di un attenuatore si deve permettere al dispositivo di seguire tale direzione predominante, mentre ciò non è necessario per un assorbitore d'onda.

Per i sistemi liberi di galleggiare, la funzione primaria dell'ancoraggio è quella di mantenere il WEC in posizione, anche nelle condizioni più violente di tempesta con un definito spettro di tolleranza. Il costo del sistema è direttamente correlato al soddisfacimento di tale funzione, ai requisiti relativi alle sollecitazioni (gruppi d'onda, escursioni di marea, mareggiate straordinarie, etc.) agenti durante la vita di progetto (di 30 o più anni), e alla necessità di eventuali sostituzioni con frequenze maggiori ai 5 anni.

In generale, il sistema di ancoraggio deve essere allo stesso tempo sufficientemente rigido, per consentire attracco per l'ispezione e la manutenzione, e sufficientemente flessibile, al fine di limitare al minimo le forze agenti su ancore, su linee di ormeggio, su cavi di trasmissione dell'energia elettrica e sul dispositivo stesso. In questo modo si preserva l'efficienza della conversione di energia. Fa eccezione il caso in cui la rigidità del sistema di ancoraggio sia un elemento attivo nel principio di conversione impiegato dal dispositivo stesso.

Nella progettazione del sistema di ancoraggio, va considerata la installazione di parchi di dispositivi, in particolare:

- l'adeguata distanza libera tra i vari sistemi dispositivo – ancoraggio in modo da garantire l'assenza di contatto tra due ancoraggi;
- la possibilità della rimozione del singolo dispositivo senza recare disturbo ai sistemi di ancoraggio dei dispositivi adiacenti;
- il rischio che un dispositivo si disancori. Il pericolo iniziale è quello di danneggiamento ai dispositivi più prossimi, oltre alla possibilità che il dispositivo alla deriva diventi un pericolo per le imbarcazioni e per gli altri sistemi marittimi.

Infine il sistema di ancoraggio dovrebbe limitare l'impatto ambientale il più possibile. Fattori ambientali da considerare comprendono i danni all'ambiente locale, l'impatto visivo, e ogni altro effetto sul locale ecosistema.

Una utile classificazione dei sistemi di ancoraggio è la classificazione funzionale, secondo la quale esistono:

1. ormeggi passivi, quando il mantenimento in posizione è l'unico scopo dell'ancoraggio e i movimenti permessi al dispositivo comportano un effetto limitato sull'efficienza del dispositivo stesso;
2. ormeggi attivi, se la rigidità del sistema d'ancoraggio è un fattore importante nella risposta dinamica del dispositivo. Tali effetti/movimenti possono offrire condizioni di risonanza capaci di aumentare notevolmente la conversione di energia;
3. ormeggi reattivi, se essi forniscono una forza di reazione. Sono adatti soprattutto quando l'estrazione dell'energia sfrutta il movimento relativo tra il corpo e la terra fissa.

Esiste inoltre anche un'altra classificazione basata sulla configurazione dell'ancoraggio, in tal caso si ha:

1. Catenarie (*Moorings Spread*)

Sono chiamati ancoraggi diffusi (*spread*); utilizzano linee "catenarie", e sono costituiti da più cavi di ormeggio attaccati al corpo galleggiante (vedere Fig. 6.1). Sono comuni per dispositivi semi-sommersi. In alcuni casi, tali ancoraggi non sono idonei in quanto essi fissano la direzione sotto la quale il dispositivo verrà a lavorare, non consentendogli di ruotare secondo le direzioni delle onde prevalenti. Generalmente sono ormeggi attivi.

Tale tipologia ha al suo interno una variante, chiamata ancoraggio diffuso teso. In questo caso le linee di ancoraggio non arrivano all'ancora al fondale orizzontalmente, ma con un'angolazione precisa, in modo che le reazioni dei cavi di ancoraggio sopportino carichi sia orizzontali che verticali. L'uso di un ancoraggio diffuso teso con un posizionamento dinamico sembra attualmente essere non troppo economico.

Svantaggi principali di tale tipologia sono infatti:

- la necessità di costose ancore;
- l'elevata rigidità intrinseca che comporta una impossibilità di libero allineamento all'onda incidente;
- un adattamento insufficiente alle ampie escursioni di marea;
- l'usura delle linee di ancoraggio nel punto di interrimento al fondale.

2. Ormeggi con Torretta (*turret mooring*)

Sono costituiti principalmente da una torretta alla quale il dispositivo è collegato tramite una catenaria. La struttura galleggiante ha quindi la possibilità di ruotare liberamente attorno all'asse della torretta. Tali ormeggi nascono, infatti, per permettere al dispositivo di allinearsi alla direzione d'onda predominante. La torretta può essere una struttura/boa fissa o galleggiante, da cui la denominazione "ancoraggio a singolo punto" (*Single Point Mooring, SPM*).

Tali ancoraggi riducono anche la rigidità del sistema, permettendo di conseguenza una diminuzione dei carichi di ancoraggio. Tuttavia anche l'uso di un tale ancoraggio a singolo punto a torretta sembra attualmente non essere molto economico.

Nella Figura 6.2 è mostrato un caso di ormeggio a torretta interna. Tuttavia, nel caso di ancoraggi per WEC si predilige la situazione di torretta esterna, come presentato nelle due successive tipologie.

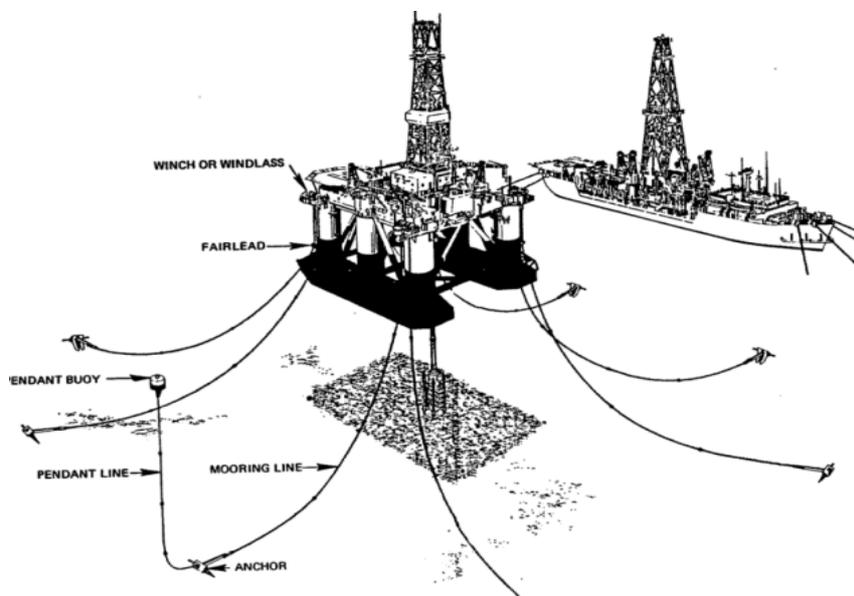


Figura 6.1 – Ancoraggio diffuso (API, 1987)

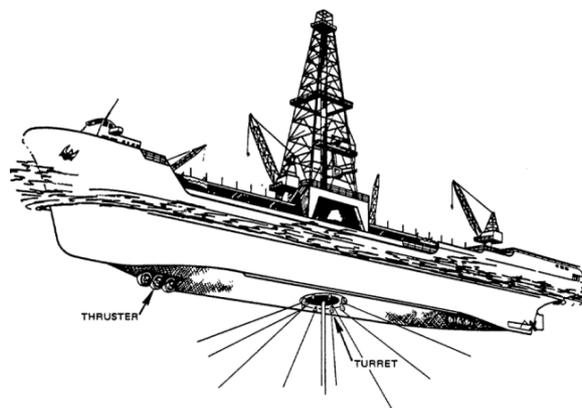


Figura 6.2 - Ormeggio con torretta interna (API, 1987).

3. Ormeggi con torretta esterna, tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring)
 La struttura galleggiante è legata ad una boa ancorata che funge da torretta (vedere Fig. 6.3). Il dispositivo è quindi in grado di ruotare liberamente attorno alla boa.
4. Ormeggi con torretta esterna, tipo SALM (Single Anchor Leg Mooring)
 La struttura galleggiante è legata ad una boa che in questo caso è sempre fissa (vedere Fig. 6.4). Il dispositivo ha comunque una libertà di movimento analoga al caso del CALM.

Anche se un ancoraggio a singolo punto come il CALM o il SALM sembrerebbe un sistema ottimale, in quanto permette al WEC di ruotare, si ha allo stesso tempo un ingombro funzionale relativamente grande e lo spazio richiesto tra i dispositivi potrebbe essere inaccettabile, soprattutto quando sono riuniti in un parco.

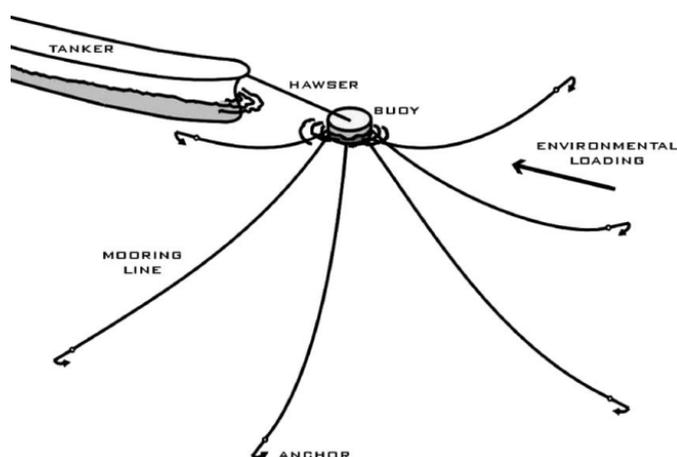


Figura 6.3 - Ormeggio con Torretta esterna tipo CALM (Sagrilo et al.,2002)

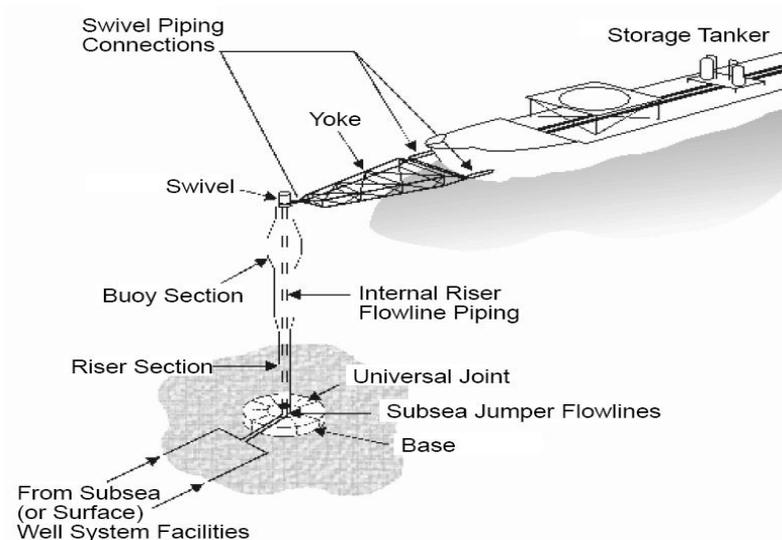


Figura 6.4 - Ormeggio con Torretta esterna tipo SALM (API, 2001)

5. Colonna Caricamento articolati (Articulated Loading Colum, ALC)

La struttura galleggiante del WEC è in grado di ruotare attorno al punto di ormeggio che è collegato ad un cardine di una colonna fissa ancorata al fondale. Tale cardine è posizionato sotto la superficie libera dell’acqua.

6. Torre ormeggio fisso

La struttura galleggiante del WEC è in grado di ruotare attorno al punto di ormeggio che è collegato ad una torre fissa ancorata nel fondo del mare.

La flessibilità al movimento del WEC può essere raggiunta anche con l’impiego delle configurazioni dette “multi catenarie”, specie in caso di WEC del tipo WAB. Le catenarie liberamente sospese o gli ancoraggi multi - catenarie e quelli a singolo punto SALM o CALM sembrano le opzioni migliori attualmente per le loro caratteristiche progettuali ben fissate.

La modalità di classificazione funzionale e quella geometrica appena presentata, possono essere combinate, come nello schema riportato in Tabella 6.1, al fine di determinare la migliore tipologia di ormeggio.

		Passive mooring	Active mooring	Reactive mooring
Spread mooring				
Turret mooring				
Single Point	Catenary Anchor Leg Mooring (CALM)			
	Single Anchor Leg Mooring (SALM)			
	Articulated Loading Platform (ALP)			
	Fixed mooring tower			

Tabella 6.1– Confronto della classificazione funzionale e geometrica.

Le principali tipologie di configurazione di ancoraggi e la loro idoneità sono discusse nella Tabella 6.2. Si sono utilizzati i criteri: “alto”, “medio”, “basso” al fine di descrivere l’idoneità delle varie tipologie di ancoraggio in relazione ad un mantenimento in posizione sicuro ed a costi di installazione moderati. Ad esempio, i sistemi di ancoraggio caratterizzati da elevati costi di installazione ma che potenzialmente possono migliorare il processo di estrazione dell’energia sono stati definiti di “media” idoneità, poiché potrebbero essere economicamente realizzabili.

CONFIGURAZIONE ANCORAGGIO	CARATTERISTICHE	IDONEITA' PER I WECS
Spread Mooring		
Catenary Mooring	Le linee di ancoraggio del sistema giungono orizzontalmente al fondale, perciò il punto di ancoraggio è soggetto a sole forze orizzontali. Le restanti forze sono dovute principalmente al peso delle linee che riportano il sistema in equilibrio.	Alta
Multi-Catenary Mooring	Le linee di ancoraggio sono dotate di pesi e boe in configurazione ad S o del tipo ad onda. Sono possibili punti di interrimento ripidi e/o profondi.	Alta
Taut Spread Mooring (Tetherd Mooring)	Le linee di ancoraggio giungono al fondale formando un angolo diverso da zero, perciò il punto di ancoraggio è chiamato a resistere sia a forze orizzontali che a forze verticali. Altre possibili forze possono essere generate dall'elasticità dell'intera linea di ancoraggio.	Bassa
Single Point Mooring		
Turret Mooring	Da una torretta interna o esterna al dispositivo parte una serie di ancoraggi a catenaria. Al dispositivo è permessa la rotazione intorno alla torretta.	Bassa
Catenary Anchor Leg Mooring (CALM)	La struttura galleggiante è ancorata ad una boa di ancoraggio, la quale è fissa al suolo mediante catenaria. Il dispositivo può ruotare intorno alla boa.	Alta
Single Anchor Leg Mooring (SALM)	La struttura galleggiante è ancorata ad una singola boa tramite un cavo teso. Il dispositivo può ruotare intorno alla boa.	Alta
Articulated Loading Column (ALC)	Il dispositivo è ancorato ad una colonna fissata al fondo e l'altra estremità della colonna è in prossimità della superficie libera.	Media
Sinand Reservoir (SPAR)	Una boa SPAR è generalmente ancorata al suolo mediante catenaria, e viene usata per lo stoccaggio di materiali come petrolio e/o idrogeno, la struttura galleggiante che adopera ancoraggio SPAR può ruotare attorno al punto di ancoraggio.	Media
Fixed Tower Mooring	Una torre fissata al fondale permette al dispositivo di ruotare intorno al punto di ancoraggio.	Media
Dynamic Positioning		
Active Mooring	La tecnica prevede linee di ancoraggio diffuse attorno alla struttura galleggiante e la parte finale di ciascuna linea è tenuta a bordo mediante un argano servo-controllato. Un computer centrale manda in tensione o allenta le linee in modo che sia mantenuta una fissata posizione al fondo.	Bassa
Propulsion	La tecnica permette il posizionamento di una struttura galleggiante mediante l'impiego di propulsori o thrusters, controllati da un computer centrale.	Bassa

Tabella 6.2 - Possibili configurazioni di ancoraggio e loro idoneità per i WECS.

6.3 COMPONENTI DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E MATERIALI

In Tabella 6.3 sono descritte le diverse caratteristiche dei componenti principali del sistema di ancoraggio, quali le linee di ancoraggio e l'ancora. Altri componenti sono gli elementi di connessione, i galleggianti, ecc. Tutti i componenti del sistema di ancoraggio devono essere scelti con preciso criterio, in funzione della tipologia di ancoraggio scelta, della località (consistenza del fondale, profondità di installazione, massimi dislivelli di marea, etc.) e dei requisiti di durevolezza a lungo termine.

COMPONENTI	CARATTERISTICHE	COSTI
LINEE DI ANCORAGGIO		
Catena	Deve essere impiegata negli ancoraggi off-shore in funzione del grado di resistenza richiesto. La catena garantisce un buon effetto di rigidità ed ha buone proprietà contro abrasione e flessione. Idonea per ancoraggi a lungo termine, ma richiede ispezioni regolari.	Medio
Fune metallica	Sono disponibili funi metalliche con filo a spirale, il filo composto da 6 corde, le corde multi-filo; ma solo quella con filo a spirale è idonea per ancoraggi a lungo termine. Per la sua elasticità, la fune metallica può essere usata in applicazioni con ancoraggi in tensione. Devono essere evitate flessioni estreme.	Basso
Fune sintetica	Fibre tipiche per le funi sono il poliestere, aramid, HMPE ed il nylon. Il peso della fune in acqua è prossimo a zero, e ciò permette alle funi un facile galleggiamento e la possibilità di stare vicine ai galleggianti in modo neutrale. Le loro proprietà di elasticità e di peso le rendono molto comuni per applicazioni in acque profonde. Esperienze (di breve termine) in condizioni reali hanno portato ad applicare un fattore di sicurezza alto; cambiamenti considerevoli nella rigidità assiale (anche a causa di lievi ma continui attacchi da parte di pesci) richiedono un tensionamento dopo l'installazione. Condizioni estreme possono provocare compressioni assiali e riscaldamento per isteresi che metterebbero in crisi la fune.	Alto
ANCORA		
Ancora a gravità	La capacità di tenuta orizzontale deriva dal peso morto dovuto all'attrito tra il fondale e l'ancora.	Medio
Drag-Embedment Anchor	La capacità di tenuta orizzontale deriva dalla quota parte di direzione principale legata all'inserimento dell'ancora nel fondale.	Medio
Driven Pile/Suction Anchor	La capacità di tenuta orizzontale e verticale deriva dal forzare meccanicamente il palo o dalla formazione di un gradiente di pressione al fondale che genera attrito tra il palo ed il terreno.	Alto
Ancora a Carico Verticale	La capacità di tenuta orizzontale e verticale deriva da un particolare metodo di inserimento dell'ancora che distribuisce i carichi in più direzioni e non solo in quella principale.	Alto
Ancora realizzata con trapanatura e boiaccia	La capacità di tenuta orizzontale e verticale deriva dall'inserimento del palo in roccia mediante un foro pre-realizzato.	Alto

Tabella 6.3 - Componenti del sistema di ancoraggio e relativi costi.

Le funi in fibra richiedono un fattore di sicurezza alto perché non è disponibile un'esperienza a lungo termine sul loro impiego (DNV 2001): ciò comporta incertezza nella progettazione e, per stare in sicurezza, costi più alti. I principali vantaggi delle funi in fibra in acque molto profonde risiedono nella loro proprietà di galleggiamento e nell'ampia risposta di movimento garantita al *WEC*.

L'esperienza a lungo termine sull'impiego di catene e funi metalliche contribuisce a rendere più bassi i fattori di sicurezza e ciò riduce quindi i costi. Tuttavia, le proprietà di flessione delle funi metalliche richiedono considerazioni ulteriori relative alle procedure di trasporto ed installazione. Le funi metalliche con protezione in plastica potrebbero garantire proprietà ideali per ancoraggi a lungo termine, in quanto la curvatura della linea di ancoraggio può essere mantenuta nei limiti prescritti. Le catene offrono il vantaggio di proprietà di flessione ideali e buone qualità di abrasione del fondale, con prevedibili periodi di manutenzione. Le più frequenti tipologie di rottura o danneggiamento delle catene sono riportate in Figura 6.5.

Le informazioni reperibili sui prezzi delle catene, delle funi metalliche ed in fibra sono riportate nella Figura 6.6, dove viene fornito l'andamento del prezzo per metro di lunghezza in funzione del carico minimo di rottura. I dati attualmente raccolti finora sono limitati e non possono essere considerati completamente rappresentativi.



Figura 6.5 – Tipiche modalità di rottura (Chaplin 1998). A sinistra: danno in un filo a spirale a causa dell'elevata torsione di carico. A destra: Danno di sfilamento in un trefolo a sei cavi.

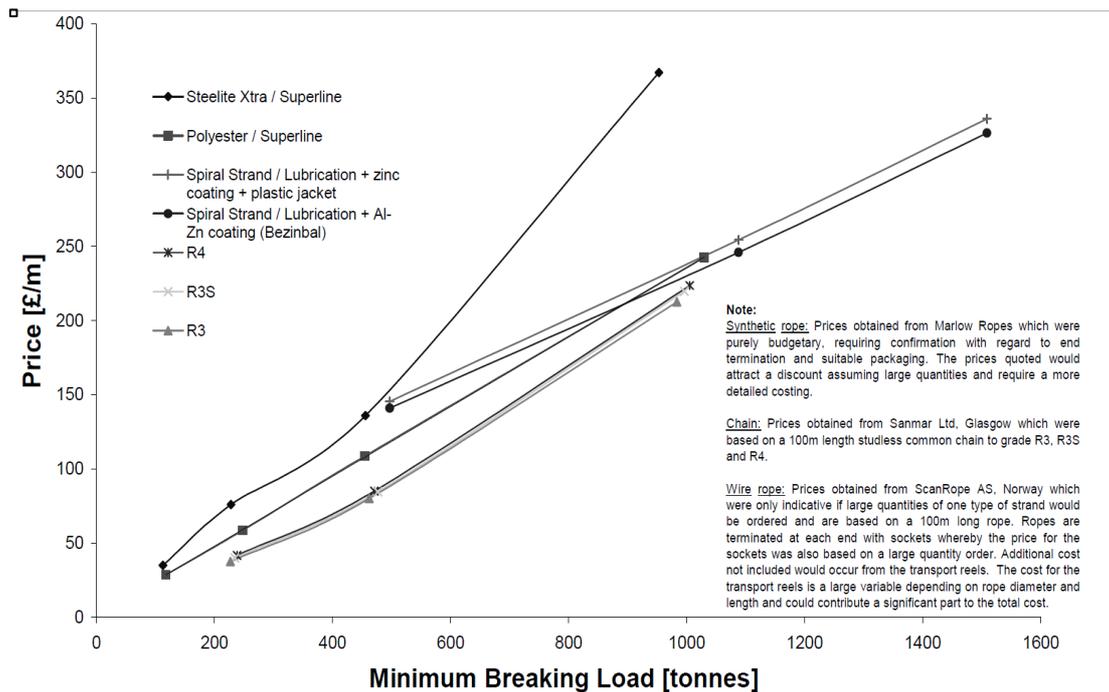


Figura 6.6 - Confronto tra i costi dei diversi tipi di cavi per le linee di ancoraggio (Harris et al., 2004).

Per quanto riguarda le ancore, si ha che un'ancora a gravità (vedere Fig. 6.7) ha costi bassi per unità di massa, ma affinché garantisca capacità di tenuta orizzontale deve essere molto grande, poiché fa affidamento solo sul proprio peso morto per generare attrito. Quando le configurazioni di ancoraggio richiedono che l'ancora debba resistere a carichi orizzontali e verticali -potrebbe ad esempio essere il caso delle funi sintetiche, che non sono progettate in modo da tollerare l'abrasione del fondale- le ancore a gravità rappresentano una scelta non idonea, in quanto la resistenza orizzontale è garantita solo dal radicamento dell'ancora nel fondale marino. Inoltre anche le condizioni del fondale possono influenzare la scelta della tipologia di ancora: per i fondali rocciosi, ad esempio, è ovvio che la caratteristica di incastro non può essere un'opzione di selezione.

Esistono altre tipologie di ancora, come ad esempio le ancore in aspirazione (vedere Fig. 6.8, *suction anchors*), dove la capacità di resistenza a carichi orizzontali e verticali è generata forzando meccanicamente una pila nel fondale, o per vibrazioni o tramite una differenza di pressione. Tali ancore sono comunemente usate per le unità *off-shore* di produzione del petrolio, e negli anni di esperienza hanno dimostrato affidabilità ed elevata capacità di resistenza al carico. La linea di ancoraggio (costituita da catenarie, in questi casi) è direttamente collegata alla parte superiore del palo.

Principio del sistema di ancoraggio a piastra è analogo a quello delle ancore in aspirazione (vedere Fig. 6.9). Sotto l'azione dei carichi agenti, la piastra d'ancoraggio ruota nel fondale, una quantità di materiale di fondo molto più grande rispetto alle ancore in aspirazione. Tali piastre sono in grado di assorbire carichi verticali molto elevati e sono quindi particolarmente adatte per cavi di ormeggio tesi.

Infine, per i WEC risultano appropriati anche gli ancoraggi verticali (*vertical load anchor*) nei quali la resistenza sia orizzontale che verticale è garantita grazie ad un particolare interramento dell'ancora. Questi ancoraggi, pur progettati per resistere meglio a carichi verticali che orizzontali, sono molto adatti per i WECs poiché sono in grado di rispondere adeguatamente ai carichi dinamici ambientali.

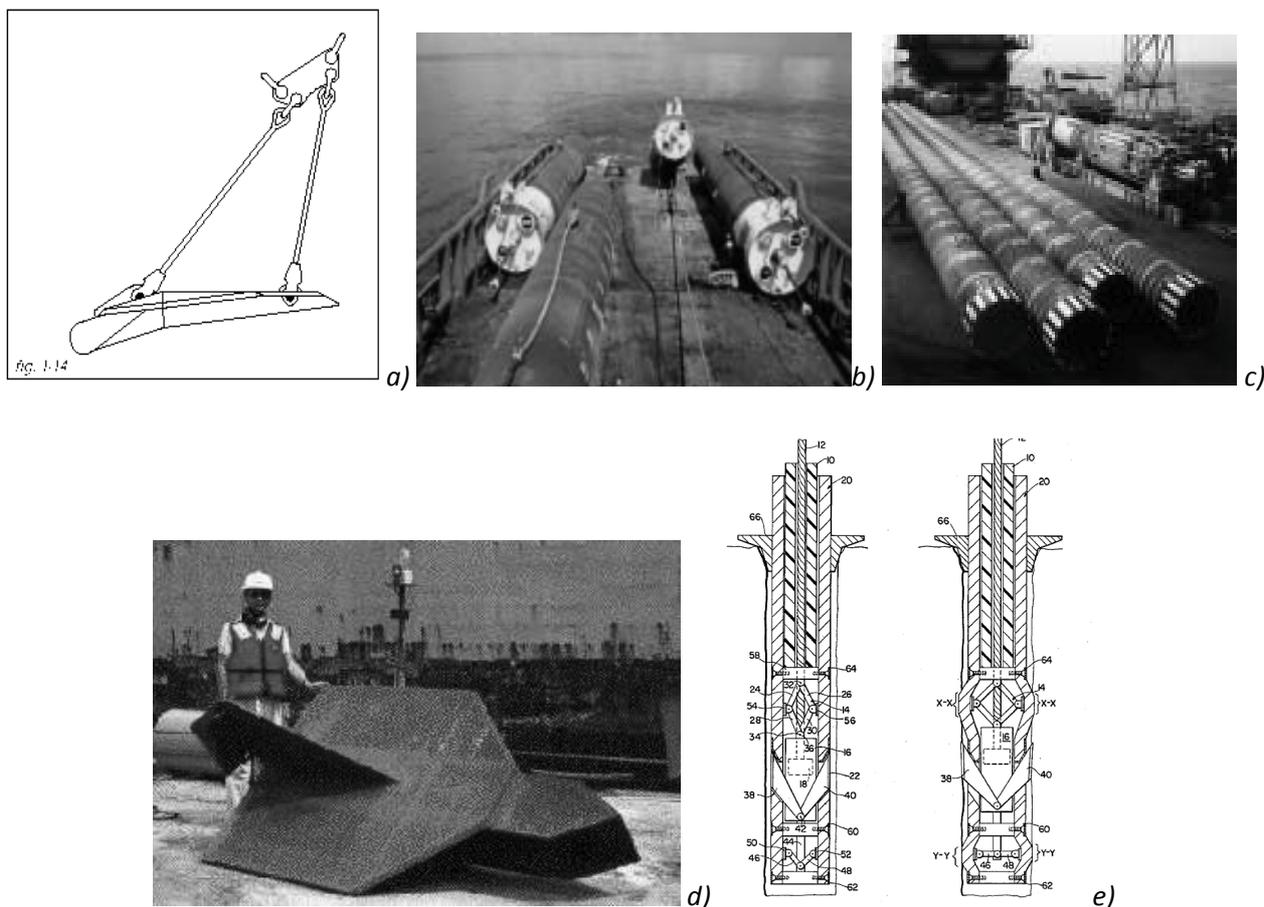


Figura 6.7 - a) Ancora a gravità radicata al fondale; b) Ancora in aspirazione;
c) Palo infisso; d) Ancore con palo infisso.

Fonte delle immagini soprastanti Musial et al, 2004;

e) Ancore con palo pre-forato (fonte immagine Brevetti degli Stati Uniti, giugno 1979)

7. APPLICAZIONE DI ALCUNI CONVERTITORI SELEZIONATI AD UN SITO ITALIANO

7.1 INTRODUZIONE

Sino ad ora la tecnologia di sfruttamento della energia da onda si è concentrata essenzialmente sull'efficienza e produttività dei dispositivi in condizioni climatiche piuttosto intense. In realtà, sussistono due elementi chiave che possono rendere fattibile dal punto di vista economico il prosieguo della ricerca tecnologica e la installazione a scala di prototipo, anche in mari poco energetici:

- Il dimensionamento del sistema per funzionare in condizioni climatiche tipiche piuttosto che in condizioni estreme
- L'utilizzo combinato
 - installazione del WEC integrata in infrastruttura portuale;
 - installazione del WEC presso l'area circostante una piattaforma offshore esistente al fine di renderla il più possibile autonoma nel funzionamento;
 - installazione del WEC sotto-costa come elemento per la protezione della costa.

Considerate le condizioni climatiche decisamente meno esposte del mare Mediterraneo, e in particolare dei mari Italiani, rispetto alle tipiche condizioni di prova dei dispositivi finora studiati, si illustra in questo capitolo la applicazione di 3 dispositivi scelti:

- diversi per tecnologia: OVT, OWC, WAB, per evidenziare la possibilità effettiva di sfruttare energia secondo i principali metodi ad oggi sviluppati;
- caratterizzati da diversa installazione: lungo riva o galleggiante sotto-costa o al largo, per garantirne l'uso combinato con altre funzionalità sopra precisato;
- tutti previamente sottoposti a studio sperimentale nel medesimo laboratorio della Università di Aalborg, DK, al fine di potersi basare su dati attendibili direttamente misurati e non su stime fornite dai costruttori;
- tutti applicati nello stesso sito, al fine di confrontarne la resa annuale. Considerata la elevata energia ondosa disponibile lungo le coste della Sardegna con massimo ad Alghero, si è scelto quale sito di applicazione Cagliari, al fine di considerare una condizione di energia ondosa significativa ma non massima.

7.2 CLIMA METEMARINO A CAGLIARI

Al fine di ricostruire il clima marino a Cagliari, si è utilizzata quale fonte l'atlante dei venti e delle onde messo nel Mediterraneo a punto nell'ambito del progetto MEDATLAS (The Medatlas Group, 2004; Cavalieri e Ratto, 2006), supportato dall'Istituto di Scienze Marine - Consiglio Nazionale delle Ricerche (ISMAR-CNR) di Venezia. In particolare, tra i dati resi disponibili a largo della costa di Cagliari sono stati scelti quelli corrispondenti alle coordinate geografiche 38 N e 10 E (vedere Fig. 7.1), considerato che i venti che soffiano su Cagliari sono il maestrale (prevalente e dominante) e lo scirocco. I dati sul clima meteo-marino sono espressi in termini di altezza d'onda significativa (H_s) e periodo di picco (T_p), e sono il risultato di 14608 osservazioni effettuate in un anno. Ciascuna coppia di dati (H_s , T_p) è caratterizzata dalla probabilità di accadimento (P_{acc}), ovvero dal rapporto tra il numero di dati registrati con quella altezza d'onda H_s e quel periodo T_p ed il numero totale di dati registrati in un anno.

In Tabella 7.1, desunta dal MEDATLAS, si riportano le probabilità di accadimento relative alle altezze d’onda significative al largo H_s – riportate nelle righe e raggruppate in intervalli di 0.5 m- e ai periodi d’onda di picco T_p – riportati nelle colonne.



Figura 7.1 - Localizzazione di Cagliari e delle coordinate geografiche alle quali si riferiscono i dati statistici sul clima meteo – marino, forniti al largo della costa di Cagliari. (Fonte: Google Earth).

T_p [s]	H_s [m]										
	0 - 0.5	1 - 1.5	1.5 - 2	2 - 2.5	2.5 - 3	3 - 3.5	3.5 - 4	4 - 4.5	4 - 5	5 - 6	6 - 7
1.29	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.18	49	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.41	77	116	33	1	0	0	0	0	0	0	0
5.56	32	69	68	28	2	0	0	0	0	0	0
6.72	24	65	45	44	31	8	1	0	0	0	0
8.13	6	43	39	27	23	19	11	6	1	0	0
9.84	0	7	14	14	12	8	10	8	11	2	0
11.91	0	0	0	2	2	1	2	2	3	2	2
999	191	326	199	116	70	36	24	16	15	4	2

Tabella 7.1 - Stati di mare al largo della costa di Cagliari (38 N, 10 E): in ciascuna cella è indicato il numero di osservazioni registrate per ogni coppia di dati (H_s , T_p).

Per ciascun intervallo in cui sono state raggruppate le altezze d’onda significative, è stata effettuata una media pesata dei periodi di picco, utilizzando come peso la probabilità di accadimento di ogni stato ondoso. Si è poi sintetizzato il clima -Tabella 7.2- in 11 stati ondosi rappresentativi ed energeticamente equivalenti al clima di partenza.

La potenza ondosa P_{onda} si valuta mediante l’equazione 1.1 e di conseguenza si ottiene la potenza ondosa annua $P_{onda,a}$ del paraggio

$$P_{onda,a} = \sum_{i=1}^N P_{onda,i} \cdot P_{acc,i} \tag{7.1}$$

che risulta $P_{onda,a}=8.4$ kW/m.

Stati ondosi	H_s [m]	T_p [s]	P_{acc} [%]	P_{onda} [kW/m]
	≤0.5 m, calma		19	
1	0.75	4.8	24.3	1.15
2	0.75	8.1	8.3	1.94
3	1.38	4.8	12.2	3.90
4	1.38	7	9.6	5.69
5	1.38	9.2	4.9	7.47
6	2.3	6.7	10.1	15.12
7	2.3	9.6	5.3	21.67
8	3.5	8.5	2	44.42
9	3.5	10.8	1.1	56.44
10	4.5	10.2	1.5	88.12
11	6.13	10.7	0.6	171.53

Tabella 7.2 - Stati ondosi al largo rappresentativi del clima di Cagliari: Altezza d’onda significativa (H_s), periodo di picco (T_p), potenza ondosa (P_{onda}) e probabilità di accadimento nell’anno (P_{acc}).

7.3 DEXA

7.3.1 Struttura e Principio di funzionamento

Il DEXA è un convertitore di energia ondosa di tipo “Wave Activated Body” (WAB) o “zattera articolata (schema di un prototipo in Fig. 7.2). Il dispositivo è caratterizzato da una struttura semplice: due pontoni incernierati in mezzeria, ove è presente un sistema di estrazione dell’energia o Power Take-Off (PTO), basato su una tecnologia di trasmissione della potenza a bassa pressione (denominata “Aquagear”).

Il DEXA si ispira al sistema di estrazione dell’energia ondosa sviluppato e brevettato nel 1980 dal famoso inventore Sir Christopher Cockerell. Il sistema di Cockerell era basato sul principio (vedere Fig. 7.3) secondo cui un pontone galleggiante, spostato dal suo punto di equilibrio, tenta di recuperare l’equilibrio mediante una forza pari al 44% della sua massa totale (quando il pontone è sollevato completamente fuori dall’acqua da una estremità).



Figura 7.2 - Rappresentazione del convertitore di energia ondosa di tipo WAB oggetto di studio.

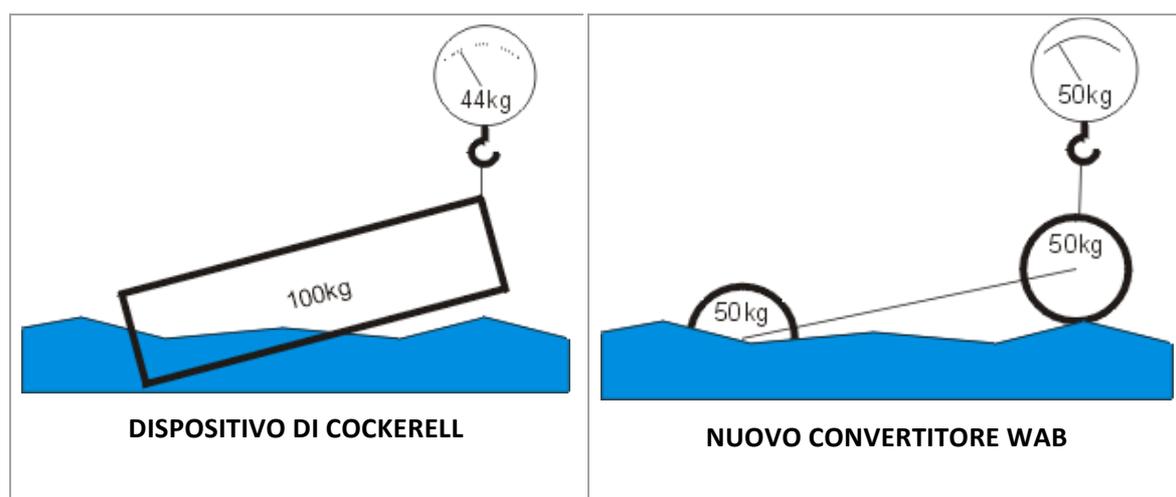


Figura 7.3 - Schema del principio base di funzionamento per il dispositivo di Cockerell e per il nuovo sistema WAB, DEXA.

Disponendo la spinta di galleggiamento e la forza peso alle estremità esterne del pontone, la forza disponibile può essere ottimizzata: nella nuova configurazione infatti la forza di bilanciamento diventa pari al 50% (invece del 44%) della massa totale e si ottiene anche una riduzione del consumo di materiale rispetto al caso di pontone compatto. Ciascun pontone DEXA è costituito da due galleggianti tubolari, connessi con un anello rigido, per ottimizzare la distribuzione del peso.

In Figura 7.4 è riportato uno schema semplificato relativo alla trasmissione delle forze agenti sul dispositivo oggetto di studio, nell'arco di un quarto di ciclo d'onda. La forza generata può sia comprimere che espandere il sistema di Power Take-Off "Aquagear", rendendo disponibile un doppio effetto per l'estrazione di energia.

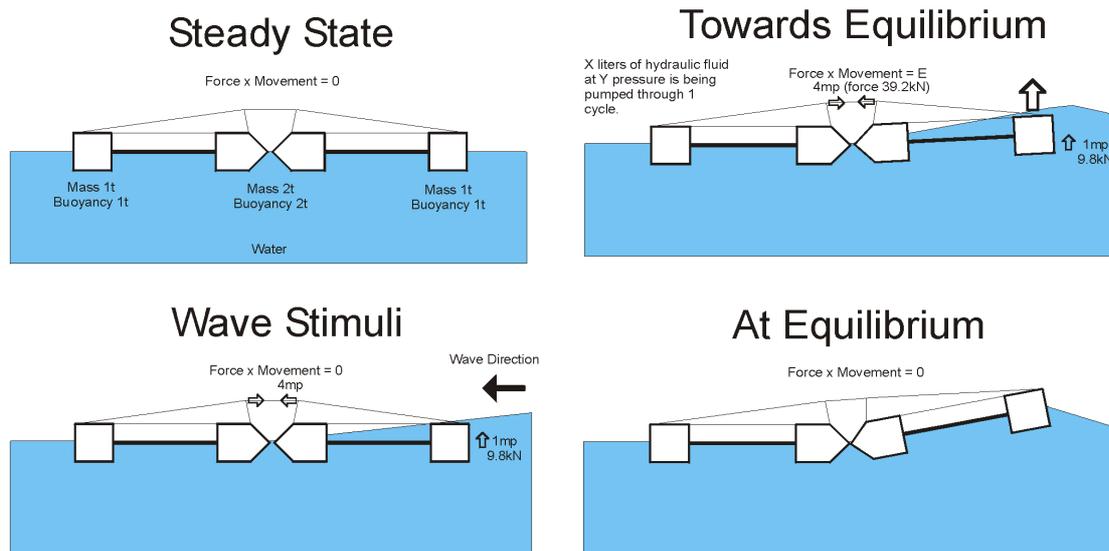


Figura 7.4 - Schema semplificato della trasmissione delle forze nel dispositivo oggetto di studio, nell'arco di un quarto di ciclo d'onda.

DEXA ha una buona capacità di sopravvivenza agli eventi di tempesta grazie alla capacità di sfruttare non il livello dell'acqua, ma la ripidità dell'onda che non può mai superare un certo valore limite per frangimento. Quando l'altezza d'onda aumenta, l'efficienza del convertitore si riduce, potendo assorbire solo una potenza di 50 kW per m di fronte d'onda, anche quando onde alte 30 m avrebbero una potenza di 2000 kW/ m.

La struttura semplice del DEXA, senza piccole parti esposte, garantisce inoltre una buona resistenza ai detriti galleggianti (bottiglie, reti da pesca, legni, corde, contenitori per il pescato, versamenti di idrocarburi, etc) che, soprattutto durante una tempesta, possono dirigersi verso un parco di convertitori e comprometterne l'operatività.

Si intende impiegare il calcestruzzo come principale materiale strutturale nella realizzazione del prototipo, al fine di assicurare una vita utile attesa molto lunga, con bassi costi di manutenzione, e di evitare alcuni impatti ambientali associati all'impiego di metalli e leghe in mare.

Questo convertitore è realizzato in modo che gli animali marini non possano essere schiacciati, intrappolati, o rimanere feriti in alcuna parte della struttura. E' dotato di spigoli dolci e non ha spazi confinati. Al contrario, il convertitore o un parco di dispositivi possono diventare un habitat sicuro per piccole comunità di animali marini e piante. L'impatto visivo generato dall'installazione di un parco di questi dispositivi WAB è pressoché nullo: il profilo è basso e il parco è invisibile già da pochi chilometri di distanza. Infine non è previsto nessun impatto acustico agente sugli spazi di vita umani.

Il DEXA risulta semplice da installare e trasportare. Il convertitore ed il sistema di ancoraggio vengono trasportati dal cantiere fino alla località prestabilita mediante un rimorchiatore. Il sistema di ancoraggio viene affondato nell'oceano alla località prevista e il convertitore attaccato ad esso mediante un cavo. Il dispositivo ha anche un profilo tale da garantire un effetto relativamente basso di trascinamento da parte

del vento, rendendo più semplici i requisiti per l'ancoraggio. DEXA può essere facilmente trasportato a riva per revisione a scopo manutentivo, sempre mediante un rimorchiatore. Infine, il convertitore può essere smantellato alla fine del suo ciclo di vita e rimosso completamente dall'ambiente oceanico, usando le stesse attrezzature impiegate in fase di installazione.

7.3.2 Risultati sperimentali della performance del DEXA a Cagliari

Il dispositivo DEXA è stato sottoposto a svariate prove in vasca presso l'Università di Aalborg, DK (Zanuttigh et al., 2010, 2011; Ruol et al., 2010; Martinelli et al., 2011) volte sia a determinarne la produttività -in termini di efficienza η e di potenza prodotta P_m - sia a valutarne l'effetto per la protezione del litorale in termini di coefficiente di trasmissione K_t (rapporto tra l'altezza d'onda trasmessa a tergo del dispositivo e incidente il medesimo).

Il modello del dispositivo utilizzato in laboratorio, in scala 1:20 rispetto al prototipo, ha una lunghezza di 2.10 m, una larghezza di 0.81 m, ed un peso complessivo di 22 kg. Al di sopra del dispositivo sono stati opportunamente collocati dei pesi, in modo da garantire la configurazione ottimale di galleggiamento per il modello, che corrisponde alla condizione per cui il livello della superficie libera, in acqua ferma, passa per il centro delle sezioni circolari di tutti i pontoni cilindrici, ovvero l'intero dispositivo galleggia per il 50%. Nelle reali condizioni di mare, invece, molto probabilmente sarà opportuno che i pontoni esterni risultino più leggeri di quelli interni (e soltanto per questi ultimi sarà quindi soddisfatta la condizione relativa al 50% di galleggiamento) in modo da facilitare il movimento relativo tra i moduli indotto dalle onde incidenti. L'insieme dei pesi aggiuntivi e del sistema di misurazione apporta un ulteriore peso al dispositivo pari a circa 10 kg.

In Figura 7.5 è mostrato il modello utilizzato per lo studio sperimentale, con indicazioni relative al posizionamento dei pesi aggiuntivi, della strumentazione di misura e della scatola del generatore.

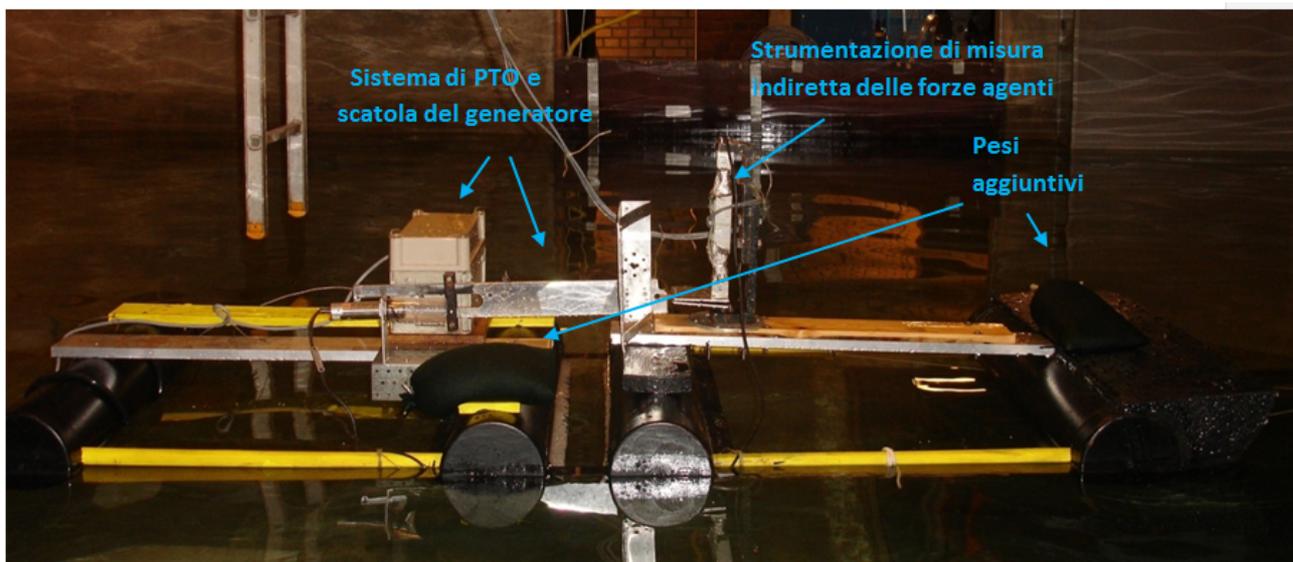


Figura 7.5 - Modello in scala 1:20 del dispositivo, utilizzato per lo studio sperimentale.

Il sistema PTO realizzato per il modello è costituito da un barra metallica di forma allungata, posizionata a tergo della scatola contenente il generatore, dotata di un'asola, al cui interno un cavo in acciaio inox scorre a seguito del movimento relativo tra i pontoni. All'estremità della barra è posizionato un collegamento in gomma che accompagna i movimenti dei moduli ed è alloggiato tra due sottili piastre metalliche: nel modello a scala reale lo stesso materiale verrà adoperato per realizzare proprio le connessioni tra i pontoni. In Figura 7.6 è mostrato il sistema di PTO appena descritto.

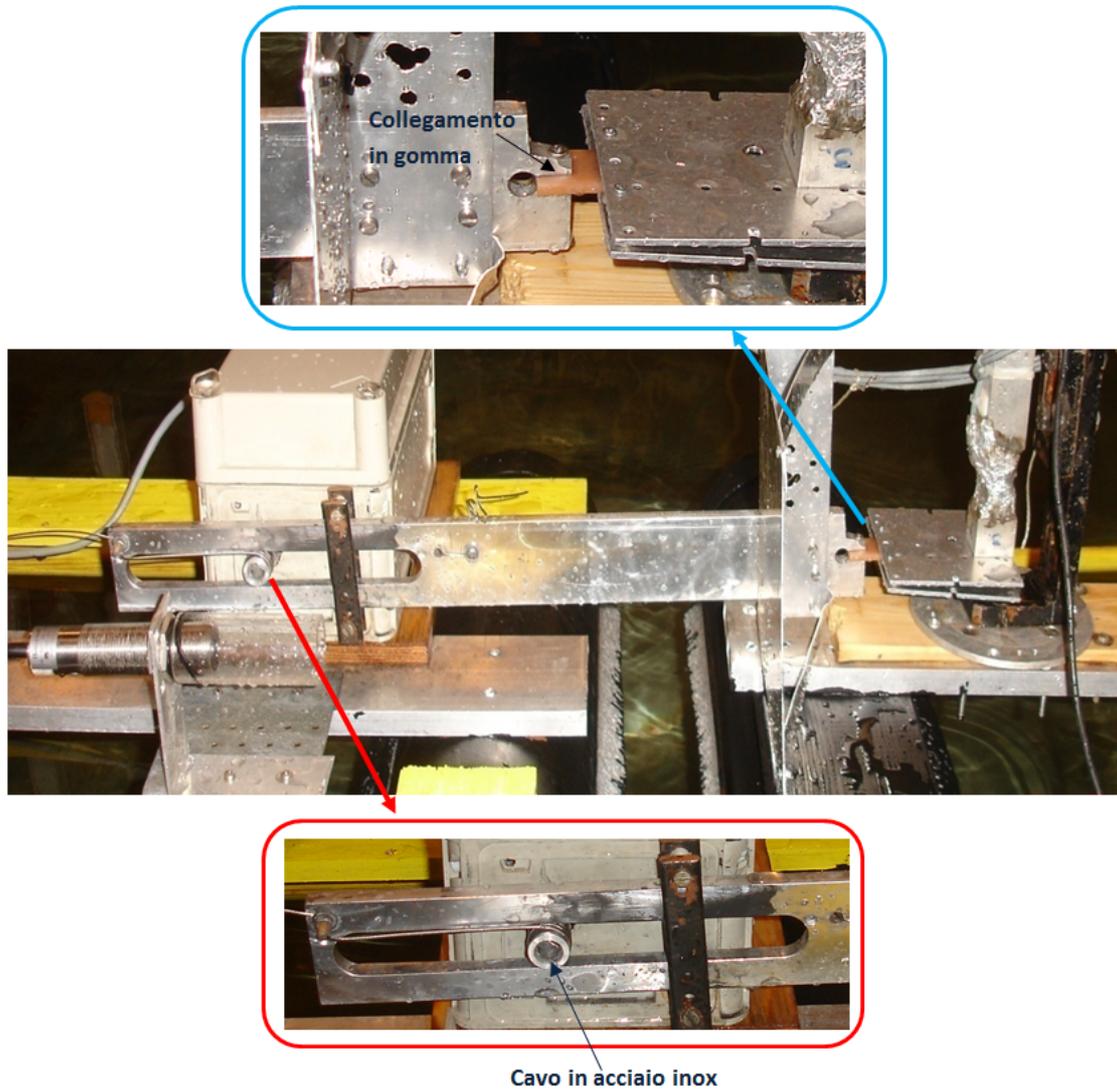


Figura 7.6 - Dettagli relativi al sistema di Power Take-Off installato sul modello da testare.

La potenza prodotta è indirettamente derivata dalla misura dello spostamento del dispositivo e delle forze agenti. La strumentazione di misura con cui il modello è stato equipaggiato comprende:

- 1 sensore di spostamento ad ultrasuoni, accoppiato ad una piastra per la riflessione del segnale. In Figura 7.6 è indicata la posizione del sensore sul modello, rispetto alla scatola contenente il

generatore e al sistema di misurazione dei momenti (“bone”). In Figura 7.7, a sinistra, è mostrato un dettaglio del sensore di spostamento ad ultrasuoni installato;

- 1 “bone”, di spessore pari a 10 mm nelle due parti più sottili, in corrispondenza delle quali sono disposte le coppie di misuratori elettrici di deformazione per la misura dei momenti indotti dal movimento relativo tra i pontoni, a loro volta indotti dal movimento delle onde incidenti.

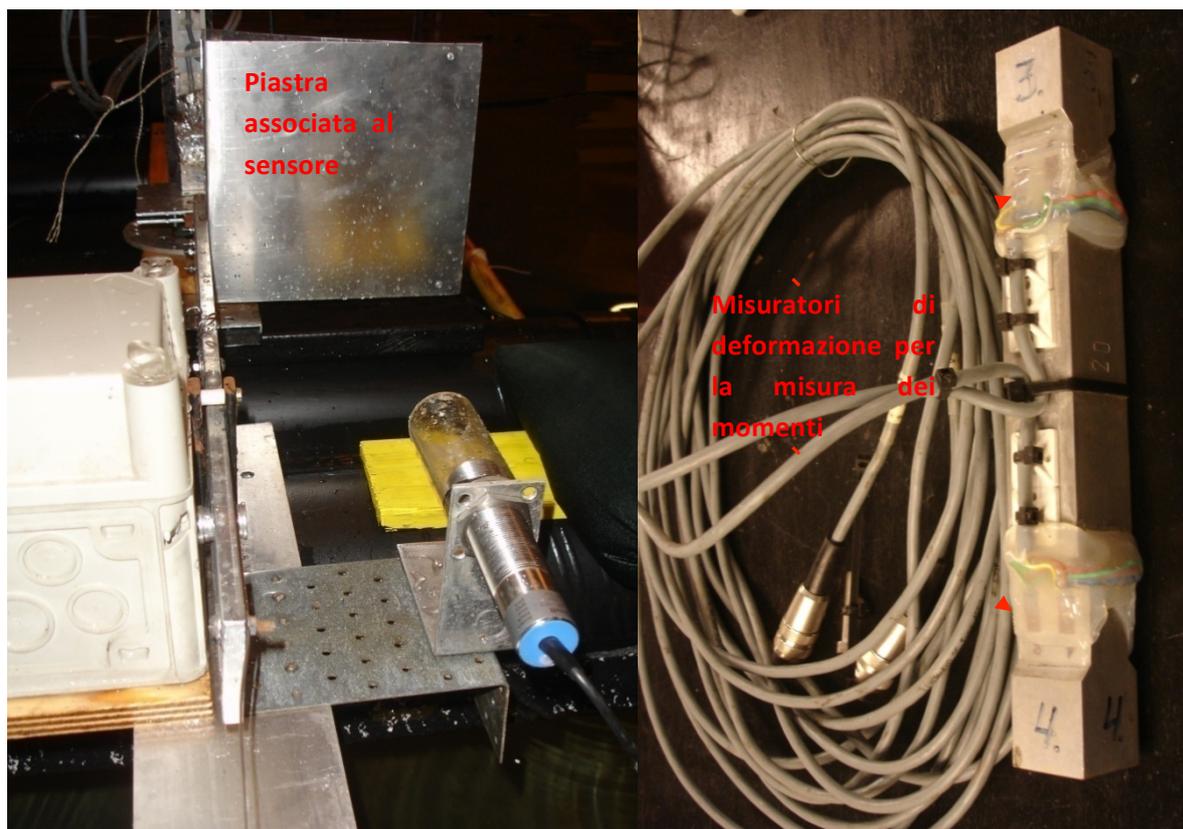


Figura 7.7 - Sulla sinistra, dettaglio relativo al sensore di misura dello spostamento ad ultrasuoni installato; sulla destra, dettaglio su un sistema “bone” di misurazione dei momenti del tutto analogo a quello impiegato per le prove.

Si sintetizzano i risultati maggiormente significativi ottenuti dalle prove preliminari (Zanutigh et al., 2010) nelle Figure 7.8 - 7.9.

La Figura 7.8 riporta l'efficienza η , la potenza prodotta P_m adimensionalizzata con la massima misurata $P_{m, MAX}$ e il coefficiente di trasmissione K_t desunti da prove sugli stati ondosi caratteristici del Mare del Nord (Tabella 7.3) per due fondali ($h_1=11$ m e $h_2=12$ m in scala 1:1). I dati sono mostrati in funzione del parametro l/L_p , che corrisponde alla lunghezza del DEXA l adimensionalizzata con la lunghezza dell'onda al largo al picco L_p . L'efficienza η e il coefficiente di trasmissione K_t diminuiscono con l/L_p , mentre il rapporto $P_m/P_{m, MAX}$ cresce. Si può quindi identificare una condizione ottimale per l'uso combinato nella conversione

di energia e protezione del litorale (in questo caso, per $I/L_p \sim 0.74$). Si noti l'assenza di dipendenza dei risultati dal fondale, ad assicurare che la performance del dispositivo non sia influenzata da spostamenti dello stesso su fondali leggermente minori, a vantaggio di maggiore economia specialmente nel caso di fondali a debole pendenza, e da condizioni di alta e bassa marea, nonché aumento del livello del mare causa i previsti cambiamenti climatici.

La riduzione dell'onda trasmessa a tergo del dispositivo non dipende sostanzialmente dalla ripidità dell'onda, Figura 7.9.

Stati ondosi	H_s [m]	T_p [s]	P_{onda} [kW/m]	P_{acc} [%]
W1	1	5.59	1.12	46.8
W2	2	7.02	2.71	22.6
W3	3	8.41	3.49	10.8
W4	4	9.79	3.42	5.1
W5	5	11.18	2.87	2.4

Tabella 7.3 -Stati ondosi rappresentativi del clima del Mare del Nord.

Altezza d'onda significativa (H_s) periodo di picco (T_p), Potenza ondosa (P_{onda}) e Probabilità di accadimento (P_{acc}).

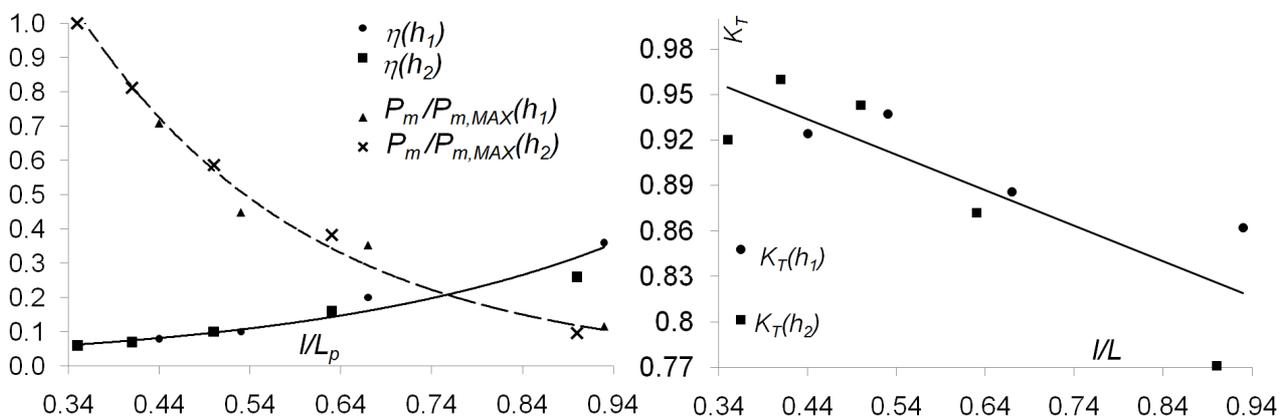


Figura 7.8 - Efficienza η , Potenza prodotta P_m adimensionalizzata con la massima misurata $P_{m,MAX}$ e coefficiente di trasmissione K_t in funzione del parametro I/L_p . Prove sugli stati ondosi caratteristici del Mare del Nord per due fondali ($h_1=11$ m e $h_2=12$ m in scala 1:1). Da Zanuttigh et al. (2010).

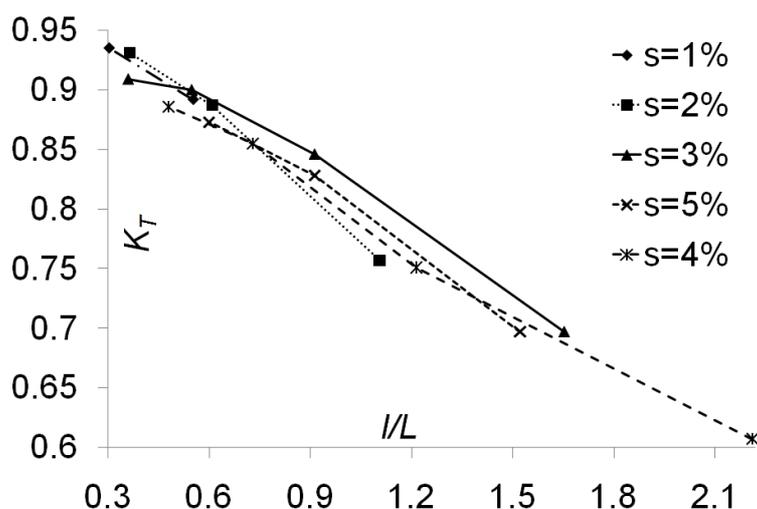


Figura 7.9 - Coefficiente di trasmissione K_t in funzione del parametro l/L_p . Prove caratterizzate da diverse ripidità dell'onda s . Da Zanuttigh et al. (2010).

Il dispositivo è stato sottoposto a 10 degli 11 stati ondosi rappresentativi del clima di Cagliari (Tabella 7.2). Lo stato ondoso n.11 non ha dato risultati credibili causa il copioso frangimento che ha influenzato i risultati delle misure.

L'efficienza di conversione η e coefficiente di trasmissione K_t in funzione del parametro l/L_p sono riportati in Figura 7.10. Si nota come sia il coefficiente di trasmissione sia l'efficienza raggiungano condizioni ottimali quando la lunghezza del DEXA è circa pari alla lunghezza d'onda di picco ($l/L_p \sim 1.20$). L'efficienza di conversione dell'energia è compresa tra 0.09 e 0.35, con valore medio (media pesata sulla frequenza di accadimento delle onde nell'arco dell'anno) $\eta_m = 0.23$. La protezione offerta al litorale da un singolo dispositivo è modesta, infatti K_t non scende mai sotto 0.78 ed il suo valore medio (media pesata sulla frequenza di accadimento delle onde nell'arco dell'anno) è $K_t = 0.84$.

In Tabella 7.4 si sintetizzano in scala 1:1 i risultati in termini di potenza prodotta ed efficienza. Per lo stato n.11 si sono estesi i risultati ottenuti dallo stato n.10, meno energetico, ferma restando la probabilità di accadimento f propria dello stato n.11.

La produzione media annua di energia -in scala 1:1- di un singolo dispositivo è $E_a = 155$ MWh/anno, che coprirebbe il fabbisogno di circa 50 famiglie, supponendo un fabbisogno giornaliero pari a 8 kWh/gg.

Si nota da Figura 7.11 come più del 50% della produzione di energia annua sia associata agli stati ondosi 1-6, mentre considerando gli stati ondosi 1-8 si arriva al 82%. Sarà dunque da valutare con una attenta analisi costi benefici se dimensionare il PTO per le condizioni d'onda massima (n.11) o limitarsi a catturare parte degli stati ondosi più intensi (n.8) a vantaggio di una maggiore economicità.

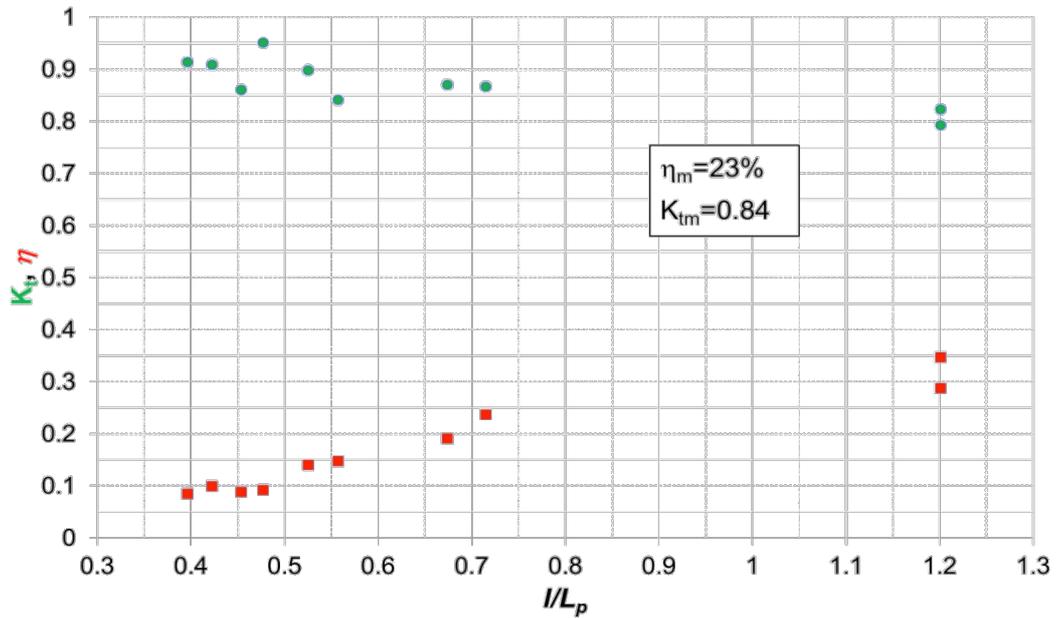


Figura 7.10 - Efficienza e coefficiente di trasmissione K_t in funzione del parametro l/L_p . Prove sugli stati ondosi caratteristici di Cagliari su fondale di 11 m in scala 1:1.

Onda	P_m [kW]	η	P_{acc} [%]
1	4.09	0.29	24.3
2	4.36	0.15	8.3
3	16.63	0.35	12.2
4	16.63	0.19	9.6
5	9.88	0.09	4.9
6	55.67	0.24	10.1
7	29.47	0.09	5.3
8	90.83	0.14	2
9	70.11	0.08	1.1
10	118.85	0.10	1.5
11	118.85	0.10	0.6

Tabella 7.4 - Potenza misurata P_m , efficienza (valutata come rapporto tra P_m e P_{onda} di ogni stato ondoso) e probabilità di accadimento P_{acc} (corrispondente ai valori riportati in Tabella 7.2 per gli stati ondosi al largo).

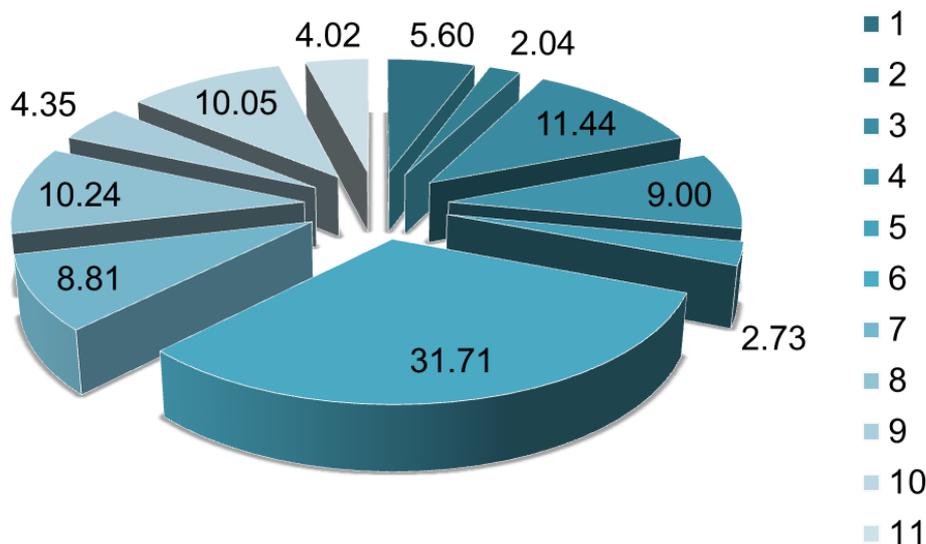


Figura 7.11 - Produzione di energia annua per un singolo DEXA installato su un fondale di 11 m al largo di Cagliari. Ripartizione percentuale della produzione per ciascuno degli stati ondosi sottoposti a prova, mostrati in scala di azzurro inversamente correlata all'intensità della agitazione ondosa.

7.4 LEANCON

7.4.1 Descrizione del prototipo

Il Leancon (vedere Fig. 7.12), sviluppato dal gruppo LEANCON Wave Energy, è un dispositivo galleggiante di tipologia MAWEC (Multi Absorbing Wave Energy Converter), OWC (Oscillating Water Column).

Il prototipo è costituito da due braccia, poste a 'V' ed inclinate di 40° rispetto al fronte dell'onda (vedere Fig. 7.13), ed è ancorato al fondo in corrispondenza della punta della V. Ciascun braccio è composto da 60 tubi (vedere Fig. 7.14) disposti su 2 file; ciascun tubo è in comunicazione, superiormente, con 2 canali, paralleli tra loro, uno di pressione ed uno di aspirazione. Quando un tubo incontra la cresta dell'onda, questa comprime l'aria sovrastante determinando così l'apertura di una valvola di non ritorno e l'ingresso dell'aria nel canale di pressione. Tra il canale di pressione e quello di aspirazione vi è un sistema turbina-generatore, pertanto l'aria raccolta nel canale di pressione alimenta la turbina che estrae l'energia dall'aria. L'aria che ha alimentato la turbina si raccoglie nel canale di aspirazione e quando il tubo incontra il cavo dell'onda, l'aria a bassa pressione presente nel canale di aspirazione fluisce dal canale al tubo passando attraverso una valvola di non ritorno. La presenza di valvole di non ritorno fa sì che il flusso d'aria sia in un'unica direzione e pertanto permette l'utilizzo di una turbina tradizionale unidirezionale con efficienze maggiori rispetto alle turbine Wells, generalmente impiegate nei sistemi OWCs.



Figura 7.12 - Immagine del Leancon in scala 1:10 dinanzi al fiordo di Aalborg.

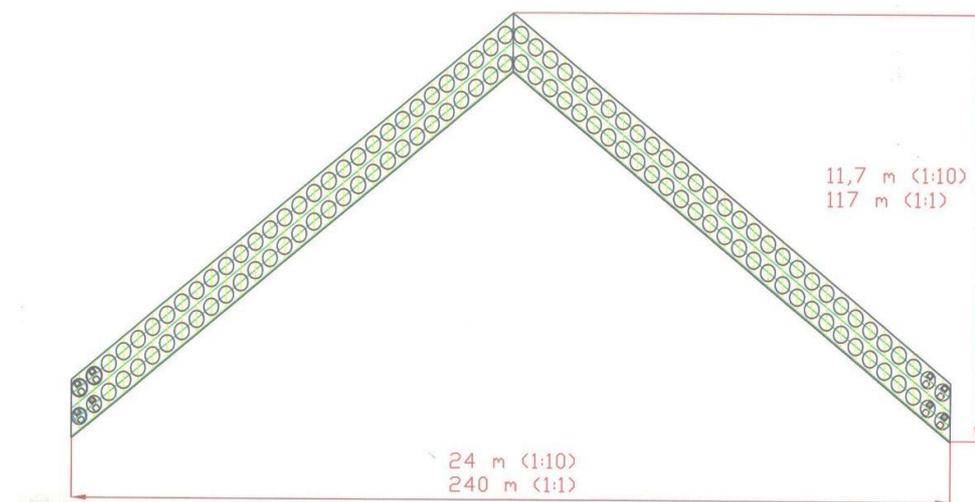


Figura 7.13 - Pianta del Leancon con indicazione delle misure in scala di prototipo.

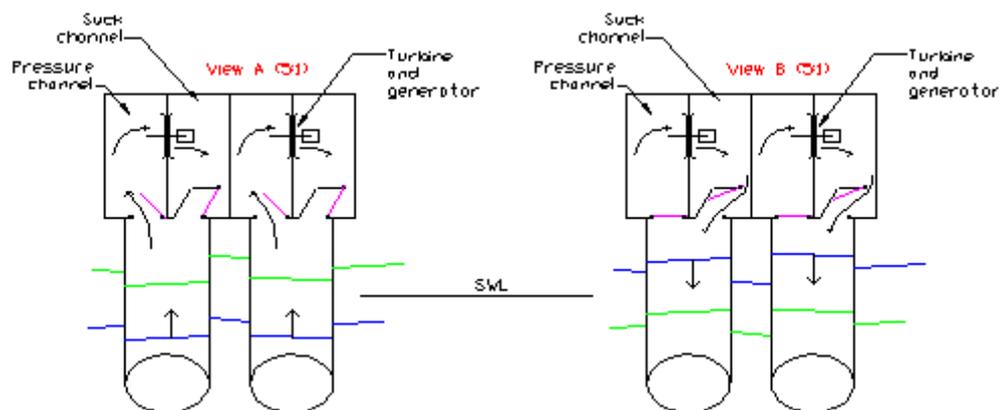


Figura 7.14 - Principio di funzionamento del canale di pressione (a sinistra) e di aspirazione (a destra).

In Figura 7.13 è mostrato un braccio dotato di 2 file di 30 tubi in condizioni ondose tali per cui il braccio si estende per una lunghezza superiore ad una lunghezza d'onda. Il braccio si presenta suddiviso in zone di aspirazione (suck) ed in zone di pressione (pressure), e in questa situazione ideale, 2 file di 15 tubi comprimono aria nel canale di pressione, e 2 file di 15 tubi aspirano aria dal canale di aspirazione. Durante un periodo d'onda ciascuno dei 60 tubi prima spinge aria nel canale in pressione, al passaggio della cresta, poi aspira aria dal canale di aspirazione, al passaggio del cavo. Pertanto sul braccio agiscono 2 forze: una rivolta verso l'alto (forza di compressione) ed una rivolta verso il basso (forza di aspirazione).

Qualora il braccio si estenda per una lunghezza superiore ad una lunghezza d'onda, tali forze verticali tendono ad annullarsi, impedendo così che il dispositivo si sollevi dalla cima dell'onda. Ciò permette di realizzare un apparecchio con un materiali più leggeri ed un ancoraggio più piccolo e pertanto di ridurre i costi di produzione. In questa situazione, inoltre, la pressione nei canali di pressione e di aspirazione risulta costante, e perciò anche il flusso d'aria attraverso le turbine è costante a vantaggio di minori oscillazioni nella produzione di energia.

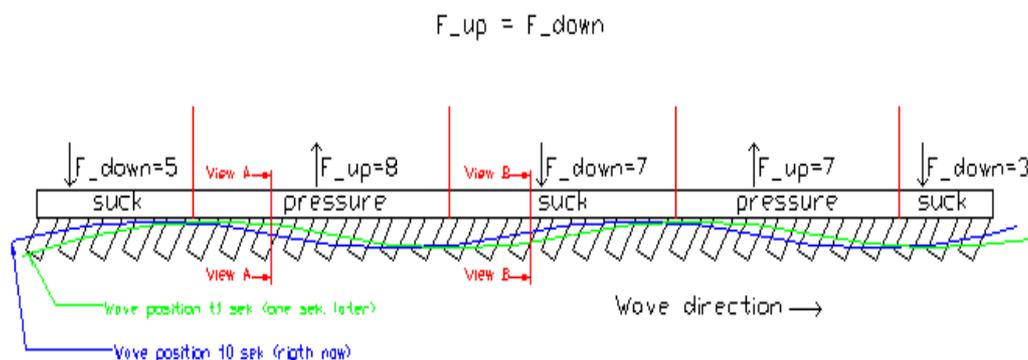


Figura 7.15 - Sezione del Leancon disposta lungo la direzione dell'onda con indicazione delle forze agenti.

Il dispositivo è stato oggetto di numerose prove sperimentali (Martinelli et al., 2011) condotte nella vasca dell'Università di Aalborg, già descritta a proposito delle prove eseguite per il dispositivo DEXA.

Il modello in scala 1:40 è realizzato in vetroresina, e prevede complessivamente 120 tubi (collettori OWC), disposti su 2 file, sotto due travi connesse in un'unica struttura a forma di V (vedere Fig. 7.12). La larghezza, individuata dall'apertura delle braccia, è pari a 6 m e la lunghezza di ogni singolo braccio è pari a 29,25 m. La regolazione del pescaggio del dispositivo può realizzarsi inserendo all'interno dei tubi delle lastre di polistirolo a ridurre il diametro dei tubi stessi. Sulla base di prove preliminari effettuate con onde regolari, si è tenuta la immersione dei tubi costante per tutte le prove con onde irregolari, pari a 0.07 m. Il dispositivo galleggia, ancorato in corrispondenza della punta mediante una molla.



Figura 7.16 - Configurazione galleggiante senza l'impiego di piatti.

In condizioni reali di funzionamento è previsto che le turbine ed i generatori siano posti nelle camere inserite nel corpo della struttura, in corrispondenza di 8 punti diversi. In quest'assetto di laboratorio, invece, non viene impiegata alcuna turbina, ma i canali sono collegati al tubo di ingresso o uscita dell'aria mediante l'impiego di tubi bianchi flessibili che convogliano il flusso d'aria ad un punto centrale di misurazione (vedere Fig. 7.16). La potenza assorbita dal dispositivo è misurata indirettamente attraverso la misurazione delle velocità del flusso d'aria nel tubo di uscita e delle pressioni nei tubi di ingresso e uscita dell'aria.

Le misurazioni di pressione, in entrambi i tubi, sono state effettuate impiegando dei sensori di pressione altamente sensibili, in grado di coprire il range di 0-500 Pa.

La velocità di flusso dell'aria nel tubo di uscita è stata misurata mediante un flussimetro termico (0-10 m/s). A causa delle incertezze nelle misurazioni del flusso in condizioni di piccole velocità, saranno presenti inesattezze nella potenza misurata per gli stati ondosi più bassi.



Figura 7.17 - Tubi bianchi flessibili che convogliano il flusso d'aria ad un punto centrale.

Il dispositivo è stato sottoposto alle 5 condizioni ondose rappresentative del mare del Nord già utilizzate anche per DEXA (vedere Tab. 7.3). Le curve delle potenze misurate in funzione della probabilità di superamento, presentate in Fig. 7.18, possono essere bene approssimate mediante delle funzioni di tipo log-normale specialmente nel caso degli stati ondosi meno intensi.

La media μ e la varianza σ della distribuzione log-normale sono espresse dalle seguenti relazioni, che dipendono dai parametri λ e γ :

$$\mu = e^{(\lambda + \frac{\gamma^2}{2})}, \sigma = e^{(2\lambda + 2\gamma^2)} - e^{(2\lambda + \gamma^2)} \quad (7.2)$$

Per il prosieguo dell'analisi si è fatto riferimento alla media e varianza adimensionalizzate con la potenza ondosa:

$$\mu' = \frac{\mu}{P_{onda}}, \sigma' = \frac{\sigma}{P_{onda}^2} \quad (7.3)$$

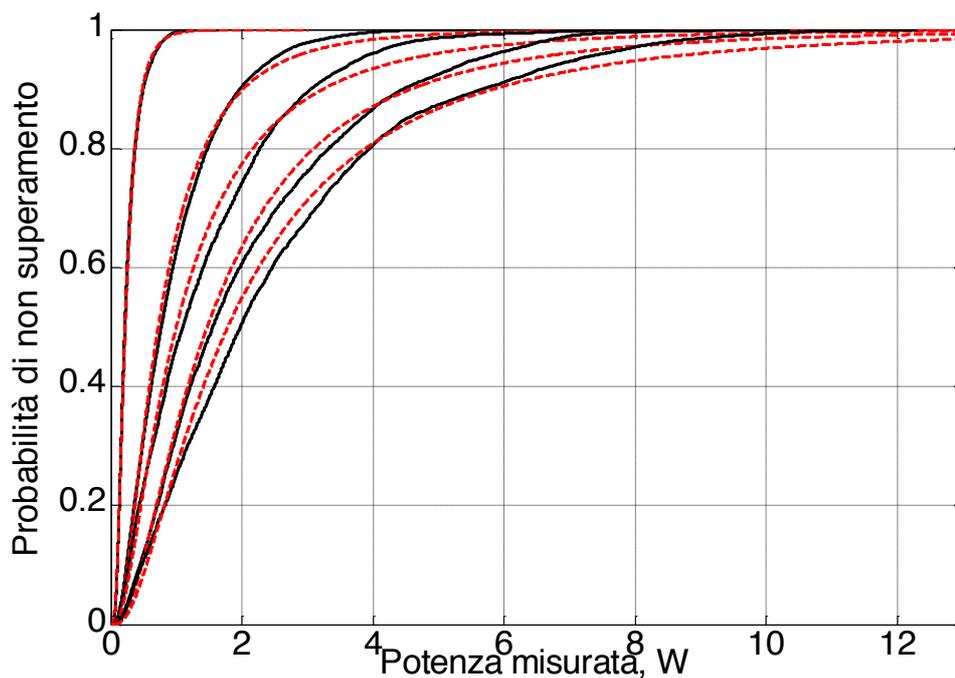


Figura 7.18 - Potenza misurata (linea continua) e distribuzione statistica log-normale corrispondente (linea tratteggiata), a scala di laboratorio (1:40), in funzione della probabilità di non superamento, per i 5 stati ondosi sottoposti a prova rappresentativi del mare del Nord (Tabella 7.3).

Determinati i parametri λ' e γ' che descrivono la distribuzione di probabilità adimensionale nei 5 stati d'onda sottoposti a prova, si è analizzato il legame tra detti parametri e le grandezze caratterizzanti gli stati

ondosi, ovvero H_s e T_p . Il fine ultimo di questo studio era ottenere una legge che permettesse di associare a qualsiasi stato d'onda la corrispondente distribuzione della potenza ottenibile dal LEANCON.

Sono state scelte due grandezze adimensionali, la ripidità dell'onda al picco s_p ed il rapporto tra l'altezza d'onda significativa ed il pescaggio del LEANCON H_s/d . Il legame tra tali grandezze e i parametri adimensionali λ e γ , mostrato in Figura 7.19, è espresso dalle approssimazioni lineari:

$$\lambda' = -1.251 \frac{H_s}{d} - 1.4473, \quad \gamma' = 21.45s_p + 0.0679 \quad (7.4)$$

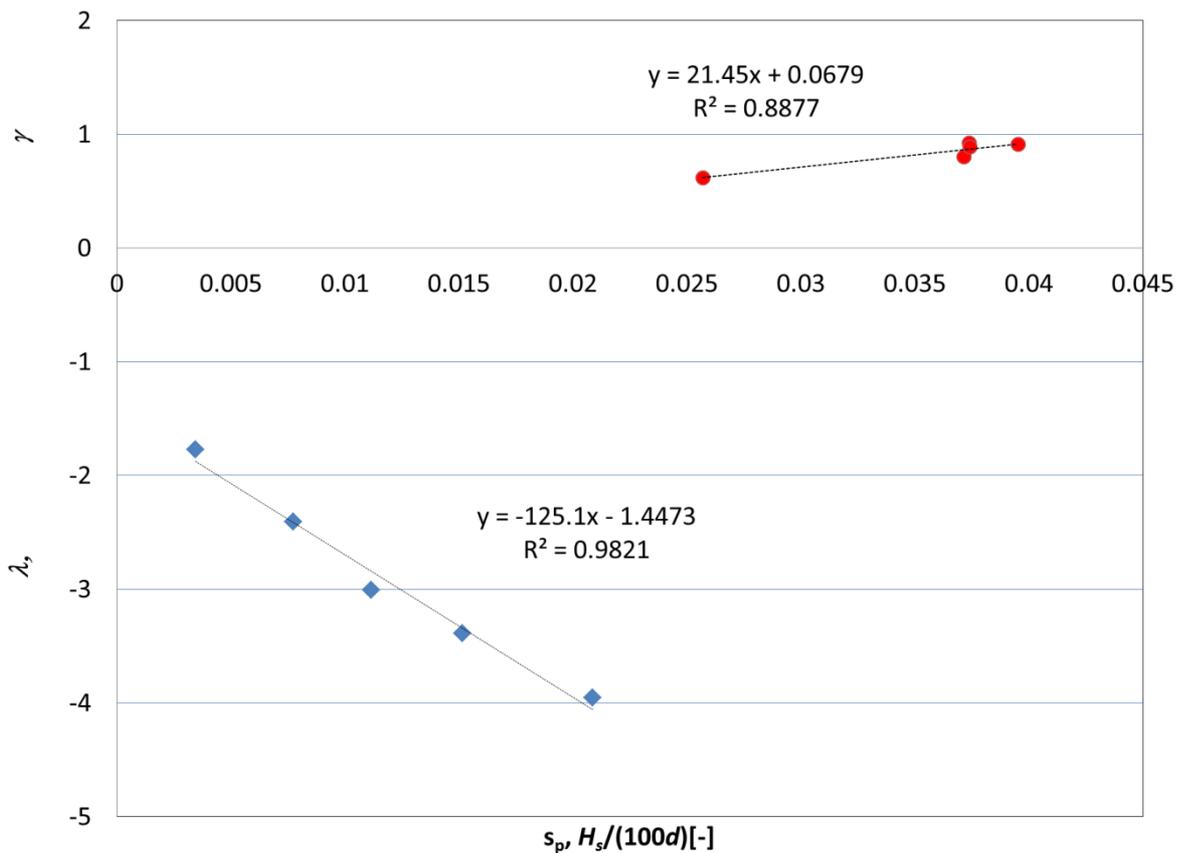


Figura 7.19 - Dipendenza dei parametri λ e della distribuzione log-normale dalla ripidità dell'onda al picco s_p e del rapporto tra l'altezza d'onda significativa ed il pescaggio del LEANCON H_s/d .

7.4.2 Applicazione a Cagliari

Le prove in laboratorio sul modello in scala 1:40 sono state effettuate con profondità del fondale pari a 0.73m, che in scala 1:1 è circa pari a 30 m. Non avendo informazioni sulla sensitività del dispositivo rispetto alla profondità del fondale, si sceglie di procedere con la applicazione supponendo di mantenere un fondale di 30 m, e estendere la validità dei risultati sperimentali ottenuti nello studio del dispositivo.

Il LEANCON che si va ad installare è dunque largo 240 m, lungo 117 m, ancorato in punta e immerso di 2.8 m.

Si considerano quale scenari climatici gli stati ondosi caratteristici desunti al largo (vedere Tab. 7.2), dal momento che non si verifica frangimento e si può supporre trascurabile lo *shoaling* da una profondità di 60 m ad una di 30 m con onde massime di circa 6 m.

Per ciascuno stato d'onda si è andati a calcolare l'altezza d'onda adimensionalizzata con il pescaggio e la ripidità dell'onda. Quindi, mediante l'impiego delle funzioni riportate nella Equazione (7.4), si è potuto risalire ai valori di λ e γ adimensionali e quindi ai valori della media e deviazione standard -adimensionali e successivamente dimensionali- della distribuzione log-normale della potenza corrispondente mediante le Equazioni (7.2) e (7.3).

Si è infine ottenuta la potenza media estraibile per ciascuno stato ondoso andando a moltiplicare il valore di media adimensionale per la potenza ondosa e per la larghezza (pari a 240 m) del dispositivo a piena scala. L'efficienza si valuta come la potenza prodotta dal dispositivo rapportata a quella ondosa disponibile.

I risultati sono riassunti in Tabella 7.5. L'energia media annua estraibile da un singolo Leancon a Cagliari risulta di 1.55 GWh/anno.

La Figura 7.20 riporta i contributi alla produzione energetica annua dovuti ai singoli stati ondosi. Si evince come dimensionando il LEANCON sulla base dello stato ondoso n.6 si catturerebbe già il 63% dell'energia ondosa estraibile, mentre basandosi sullo stato ondoso n.8 si arriverebbe all'85%.

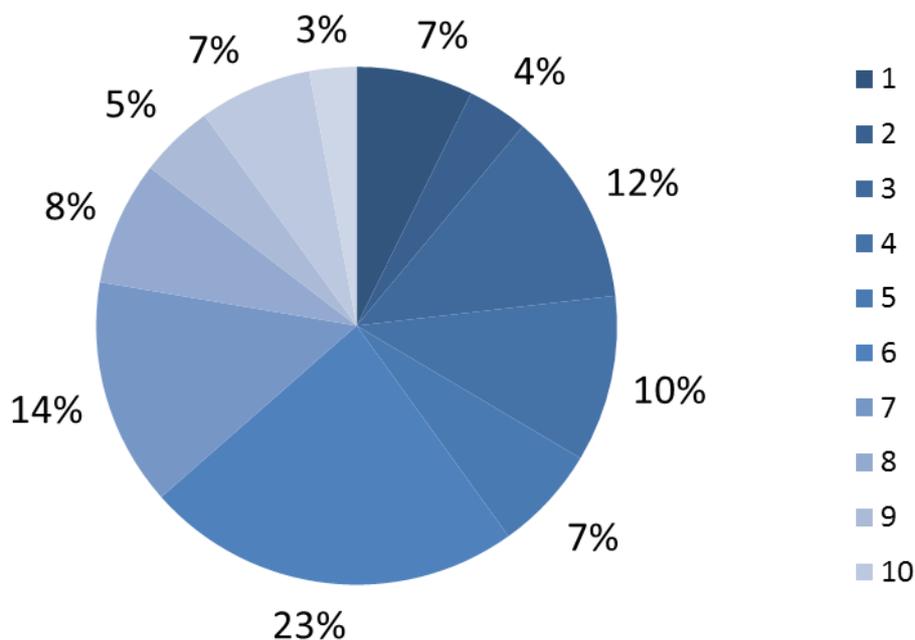


Figura 7.20 - Contributi dalla produzione energetica media annua estraibile dovuti ai singoli stati ondosi riportati in Tab. 7.2; dall'azzurro più intenso al meno intenso si passa dallo stato ondoso meno intenso al più intenso.

Stati ondosi	H_s/d	s_p	λ'	γ	μ'	σ'	$\mu=P_m$	σ	η	$P_m * P_{acc}$
1	0.268	0.021	-1.78	0.52	0.192	0.0112	220.96	12.92	0.192	53.69
2	0.268	0.007	-1.78	0.23	0.173	0.0015	334.75	3.00	0.173	27.78
3	0.493	0.038	-2.06	0.89	0.189	0.0433	736.73	168.93	0.189	89.88
4	0.493	0.018	-2.06	0.46	0.141	0.0046	801.26	25.97	0.141	76.92
5	0.493	0.010	-2.06	0.29	0.132	0.0016	989.74	11.68	0.132	48.50
6	0.821	0.033	-2.47	0.77	0.113	0.0105	1715.00	158.72	0.113	173.21
7	0.821	0.016	-2.47	0.41	0.092	0.0015	1984.77	33.46	0.092	105.19
8	1.250	0.031	-3.01	0.73	0.064	0.0030	2863.40	131.76	0.064	57.27
9	1.250	0.019	-3.01	0.48	0.055	0.0008	3119.17	44.77	0.055	34.31
10	1.607	0.028	-3.46	0.66	0.039	0.0008	3456.99	74.76	0.039	51.85
11	2.189	0.034	-4.19	0.80	0.021	0.0004	3603.66	68.82	0.021	21.62

Tabella 7.5 - Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'estensione dei dati sperimentali alla ipotetica installazione a Cagliari. Potenza estraibile P_m , efficienza di conversione.

7.5 SEA-WAVE SLOT-CONE GENERATOR

7.5.1 Struttura e Principio di funzionamento

Il sistema SSG sviluppato dalla WaveEnergy AS (Stavanger, Norvegia) consiste in una struttura in calcestruzzo composta da una rampa lato-mare ed uno o più serbatoi posizionati uno sull'altro (schema in Fig. 7.21).

Il dispositivo sfrutta la capacità di risalita dell'onda quando incontra un ostacolo: l'onda risale la rampa e tracima nei serbatoi, ove viene temporaneamente immagazzinata ad un livello più alto, rispetto al livello del mare (<http://www.waveenergy.no/WorkingPrinciple.htm>), costituendo il carico idraulico. L'energia potenziale dell'acqua raccolta nei serbatoi passa poi alla turbina MST (Multi-Stage Turbine) ed è trasformato in elettricità.

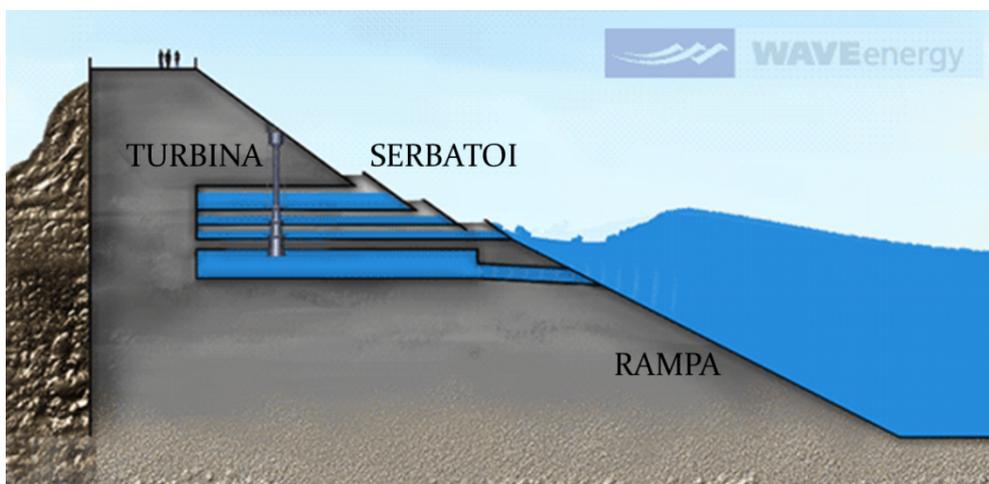


Figura 7.21 - Schema del sistema Seawave Slot-Cone Generator (SSG).

Il vantaggio del dispositivo SSG risiede nello sfruttamento dell'intero spettro di onde, garantendo in tal modo un alto livello di efficienza e la generazione continua di energia. Generalmente, affinché un sistema possa raccogliere onde di varie dimensioni, è necessaria la presenza di una turbina in ogni cisterna (serbatoio). Il problema di avere singole turbine è che le onde vanno e vengono, ed il tempo che intercorre tra un'onda e l'altra determina l'arresto della turbina e, quindi, del generatore con conseguente disconnessione del sistema dalla rete elettrica. Nell'SSG invece si utilizza una sola turbina in comune per tutti e tre i serbatoi, così che il convertitore rimanga connesso alla rete quando anche solo un serbatoio venga trascinata.

La possibilità poi di integrare l'SSG –come il REWEC3 (Boccotti, 2003) - in infrastrutture frangiflutti consente una maggiore competitività del dispositivo stesso, dato che il 95% della spesa per l'installazione del prototipo è destinato di fatto alla spesa per il materiale.

La installazione a riva dell'SSG infine può rendere maggiormente economici altri utilizzi combinati, come ad esempio la desalinizzazione dell'acqua, di particolare interesse in zone siccitose ed isole.

L'SSG è stato sottoposto a svariate prove in vasca ed in canale presso l'Università di Aalborg (DK), al fine di valutare i carichi agenti sulla struttura ed ottimizzarne la geometria (Kofoed, 2002; Kofoed et al., 2006; Margheritini et al., 2007, 2009; Vicinanza & Frigaard, 2008; Vicinanza et al., 2008, 2010; Zanuttigh et al., 2009).

Le prove cui faremo riferimento per il dimensionamento del dispositivo nel paragrafo seguente sono state fatte utilizzando un modello della struttura SSG in scala 1:30 rispetto al prototipo (Margheritini et al., 2009).

Il modello è stato sistemato in un canale di 25 m di lunghezza, 1.5 m di larghezza, e 1 m di profondità, che consente una profondità di acqua massima di circa 75 cm. Il canale è attrezzato, ad un'estremità, con una pala di tipo a pistone, avente una corsa di approssimativamente 70 cm, in grado di generare onde 2D. All'altra estremità del canale, invece, è stata realizzata una spiaggia in ciottoli, così da dissipare l'energia generata a tergo della struttura.

Lo schema relativo alla configurazione sottoposta a prova è illustrato in Fig. 7.22 e consiste essenzialmente in tre componenti, come di seguito descritto:

- Dal modello della struttura SSG partono due muri paralleli che si estendono per circa 2 m, mantenendo una distanza pari alla larghezza della sezione del test (0.5 m alla scala del modello). I muri sono installati dinanzi alla sezione del test in modo da ottenere onde in arrivo ben definite. Il sistema di misura delle onde consiste in una fila di 4 sonde di livello, di tipo a resistenza, sistemate all'interno del canale, tra i muri del modello SSG.
- Il modello di SSG consiste in una rampa frontale rispetto al sistema di generazione delle onde e in tre serbatoi posizionati uno sopra l'altro, sopra il livello statico dell'acqua, e a loro volta collegati, per mezzo di tubi flessibili, ad un contenitore che si trova dietro il modello. Sulla base dei risultati dello studio svolto da Kofoed (2002), l'angolo di inclinazione della rampa e delle facciate di risalita dei serbatoi è stato scelto pari a 35°.

- I contenitori sono sistemati dietro il modello SSG e sono utilizzati per misurare la quantità di acqua di tracimazione raccolta in ogni serbatoio. In ciascun contenitore, infatti, si trovano un piezometro ed una pompa, collegati ad un PC, che è programmato per svuotare i contenitori e registrare la quantità di acqua di tracimazione catturata. Sulla base della misura del livello d'acqua nei serbatoi è possibile calcolare il volume di tracimazione e, quindi, la portata di tracimazione ai livelli della struttura. Poiché il livello d'acqua nei serbatoi è misurato con continuità, è possibile calcolare le serie temporali delle portate di tracimazione.



Figura 7.22 - A sinistra: Sistemazione in canale del modello SSG. A destra, in alto: Modello SSG in azione; in basso: Ingrandimento del modello durante la fase di tracimazione e raccolta dell'acqua nei serbatoi.

7.5.2 Applicazione a Cagliari

Si ipotizza di integrare un singolo modulo di SSG, di larghezza a piena scala pari a 15 m, in una porzione del Nuovo Molo di Levante (in Figura 7.23 schema della configurazione portuale).

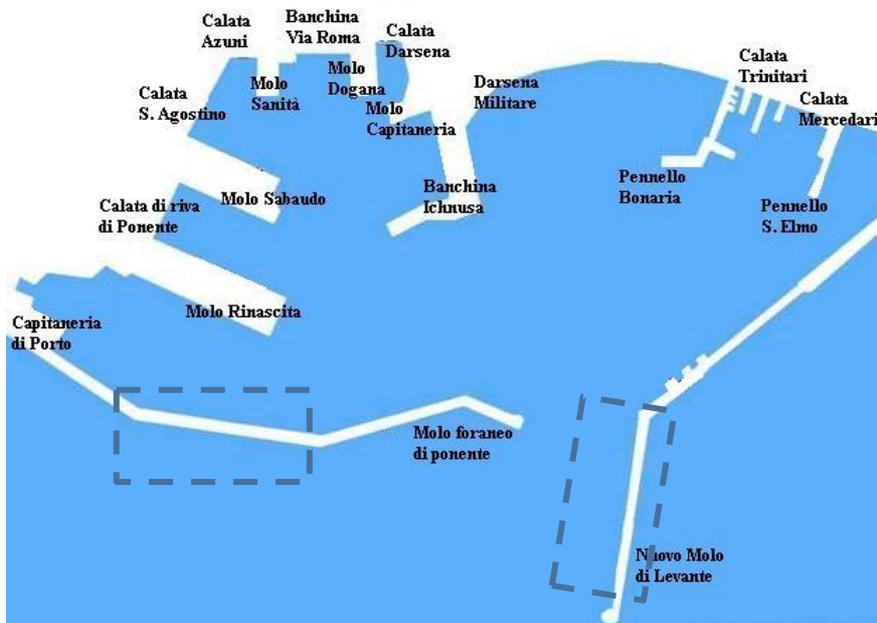


Figura 7.23 - Rappresentazione schematica del porto di Cagliari. I dispositivi SSG potrebbero integrarsi sia nel Nuovo Molo di Levante sia nel Molo di Ponente.

Dal momento che i dati MEDATLAS si riferiscono al largo della costa di Cagliari, mentre lo studio è per una installazione vicino riva, si è esaminata la trasformazione dei dati ondosi da largo a riva mediante procedura Matlab ad hoc, basata sul metodo di Goda (1975, 1984) che rappresenta frangimento, *shoaling* e rifrazione. La Tabella 7.6 include le altezze d’onda, raggruppate in intervalli, ed i periodi; per ciascuna combinazione, è indicata la probabilità di accadimento.

T _p [s]	H _s [m]										
	0 - 0.5	1 - 1.5	1.5 - 2	2 - 2.5	2.5 - 3	3 - 3.5	3.5 - 4	4 - 4.5	4.5 - 5	5 - 5.5	5.5 - 6
1.29	0.003	-	-	-	0.0000	0.0000	-	0.0000	-	0.0000	0.0000
3.18	0.075	-	-	0.0000	0.0000	0.0000	-	0.0000	-	0.0000	0.0000
4.41	0.193	0.034	-	0.0000	0.0000	0.0000	-	0.0000	-	0.0000	0.0000
5.56	0.101	0.096	-	0.0020	0.0000	0.0000	-	0.0000	-	0.0000	0.0000
6.72	0.089	0.089	-	0.0390	0.0000	0.0010	-	0.0000	-	0.0000	0.0000
8.13	0.049	0.066	-	0.0420	0.0000	0.0170	-	0.0010	-	0.0000	0.0000
9.84	0.007	0.028	-	0.0200	0.0000	0.0180	-	0.0110	-	0.0020	0.0000
11.91	-	0.000	0.002	0.0000	0.0030	0.0000	0.0040	0.0000	0.0030	0.0020	0.0020

Tabella 7.6 - Stati di mare trasferiti a riva: in ciascuna cella è indicata la probabilità di accadimento di ogni coppia di dati (H_s, T_p).

Per ciascun intervallo in cui sono state raggruppate le altezze d’onda significative, è stata effettuata una media pesata dei periodi di picco, utilizzando come peso la probabilità di accadimento di ogni stato ondoso.

Pertanto, ad ogni valore di altezza d’onda corrispondono un unico valore del periodo di picco, una probabilità di accadimento ed una potenza d’onda. In questo modo diventa possibile lavorare con un numero di dati più agevole, si veda Tabella 7.7.

Per calcolare la risalita dell’onda del 2% delle onde più alte, $R_{u2\%}$, per ognuno degli undici stati ondosi, è stata utilizzata la formula proposta da Van der Meer nel TAW (2002):

$$\frac{R_{u2\%}}{H_s} = 1.75 \cdot \xi_0 \cdot \gamma_b \cdot \gamma_f \cdot \gamma_\beta \tag{7.5}$$

dove ξ_0 è il parametro di Iribarren-Battjes:

$$\xi_0 = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{\frac{(2 \cdot \pi \cdot H_s)}{(g \cdot T_{m-1,0}^2)}}} \tag{7.6}$$

che, basandosi sullo spettro d’onda, consente di rappresentare anche spettri d’onda a più picchi in presenza di bassi fondali. Per spettri d’onda con un solo picco energetico, $T_{m-1,0} \approx 0.9 T_p$. Il parametro “ α ” è l’angolo d’inclinazione del paramento lato-mare della struttura.

Stati d'onda	H_s [m]	T_p [s]	P_{acc}	P_{onda} [kW/m]	$R_{u2\%}$ [m]
W1	0.25	5.26	0.5175	0.166	0.951
W2	1.25	6.69	0.3133	4.149	4.529
W3	1.75	11.91	0.0020	8.132	6.578
W4	2.25	7.88	0.1030	13.443	8.040
W5	2.75	11.91	0.0030	20.082	10.140
W6	3.25	8.95	0.0360	28.048	11.539
W7	3.75	11.91	0.0040	37.342	13.624
W8	4.25	9.70	0.0120	47.963	14.997
W9	4.75	11.91	0.0030	59.913	17.046
W10	5.25	10.88	0.0040	73.190	18.545
W11	5.75	11.91	0.0020	87.794	20.418

Tabella 7.7 - Stati di mare rappresentativi a riva: altezza d’onda significativa (H_s), periodo di picco (T_p), probabilità di accadimento (P_{acc}), potenza ondosa (P_{onda}) e risalita del 2% delle onde più alte ($R_{u2\%}$).

Dimensionamento della struttura SSG

Il dimensionamento della struttura SSG è stato condotto con l’obiettivo di individuare la configurazione ottimale in termini di efficienza idraulica complessiva. I dati utilizzati sono relativi agli stati di mare riassunti in Tabella 7.7.

La procedura di dimensionamento è stata eseguita due volte, perché sono state confrontate due configurazioni (schema generico in Fig. 7.24):

- Struttura SSG con due serbatoi (o livelli)
- Struttura SSG con tre serbatoi (o livelli)

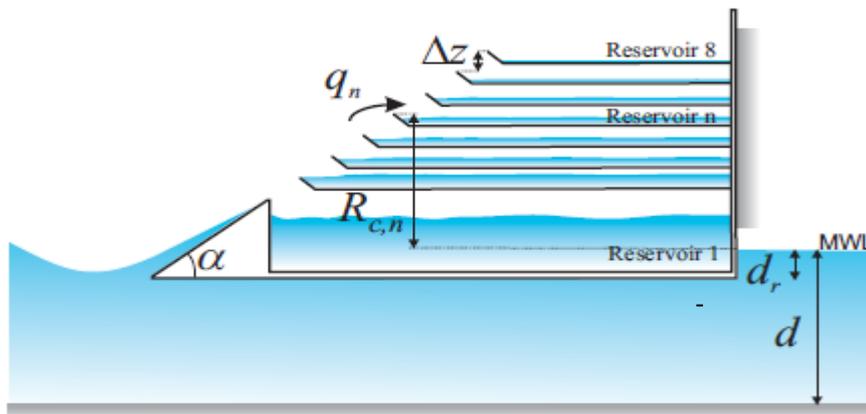


Figura 7.24 - Schema della struttura SSG (n è l'indice che identifica il numero del serbatoio).

I principali parametri geometrici che devono essere definiti per dimensionare la struttura SSG sono:

- l'angolo d'inclinazione del paramento lato-mare della struttura (α)
- la quota di ciascun serbatoio rispetto al medio mare ($R_{c,n}$)
- la distanza verticale tra i singoli serbatoi (Δz)

In entrambe le configurazioni, l'angolo d'inclinazione del paramento lato-mare della struttura (α) è stato fissato a 35° , in quanto studi di letteratura (Kofoed, 2002) hanno dimostrato che l'angolo d'inclinazione ottimale, della rampa di un WEC a tracimazione, è intorno ai 30° .

La quota dei singoli serbatoi rispetto al medio mare è, invece, data dalla relazione

$$R_{c,n} = R_{c,1} + (n - 1) \cdot \Delta z \quad (7.7)$$

dove n identifica il numero del serbatoio e la distanza verticale tra i singoli serbatoi (Δz) è una quantità costante, che viene fissata a seguito del processo iterativo di dimensionamento.

Le portate di tracimazione ai livelli della struttura SSG sono calcolate mediante la formula di distribuzione verticale della portata di tracimazione per strutture multi - livello (Kofoed, 2002):

$$q(z_1, z_2) = q = \lambda_{dr} \cdot \sqrt{g \cdot H_s^3} \cdot \frac{A}{B} \cdot \exp^{C \cdot \frac{R_{c,1}}{H_s}} \cdot \left(\exp^{B \cdot \frac{z_2}{H_s}} - \exp^{B \cdot \frac{z_1}{H_s}} \right) \quad (7.8)$$

dove $z_1 = R_{c,n}$ e $z_2 = R_{c,n+1}$.

Per la prima configurazione, $n = 2$, ed il valore di z_2 , che è teoricamente infinito, è stato posto $z_2=2 \cdot z_1$.

Per la seconda configurazione, invece, $n = 3$, ed il valore di z_3 , che è teoricamente infinito, è stato posto $z_3=2 \cdot z_2$.

La formula di distribuzione verticale della portata di tracimazione utilizzata (Kofoed, 2002) non rappresenta la distanza orizzontale tra le creste dei serbatoi e, essendo basata su prove effettuate in canale, non considera la tridimensionalità della struttura, la obliquità e la dispersione delle onde.

Sia per la struttura SSG a due serbatoi, che per quella a tre serbatoi, sono state confrontate diverse configurazioni al variare delle quote dei serbatoi rispetto al medio mare ($R_{c,n}$). In particolare, è stato fissato il valore di $R_{c,1}$, ed è stato fatto variare il valore di Δz , e conseguentemente si sono variati i valori delle quote degli altri serbatoi rispetto al medio mare. Una volta individuato il valore del parametro Δz che massimizza l'efficienza complessiva, Δz resta fissato e si procede a variare il parametro $R_{c,1}$, e conseguentemente anche le quote degli altri serbatoi rispetto al medio mare.

In tutti i calcoli numerici sono state scartate le configurazioni con valori delle quote del primo serbatoio, rispetto al medio mare, inferiori a 0.5 m. Sebbene questo valore sia ottimale per il serbatoio più basso (serbatoio 1), un numero di fattori suggeriscono di non adottare valori inferiori a 0.5 m, in particolare:

- La velocità del flusso. Serbatoi a quote molto basse rispetto al medio mare innalzano considerevolmente i tassi di tracimazione, e richiedono valori massimi delle velocità di flusso verso la turbina molto elevati. Questo non è economicamente fattibile.
- Caratteristiche della turbina. Le proprietà della turbina e del generatore, che saranno utilizzati per convertire l'energia potenziale dell'acqua di tracimazione, raccolta nei serbatoi della struttura SSG, in energia elettrica, possono influenzare la disposizione ottimale dei serbatoi. L'efficienza della turbina è probabile che sia bassa per bassi livelli di carico.
- Differenza tra il livello dell'acqua raccolta nei serbatoi e le quote dei serbatoi. Nella valutazione dell'efficienza idraulica complessiva, la quantità di energia presente nell'acqua di tracimazione viene calcolata alla quota del serbatoio. In realtà, solo raramente il livello d'acqua nel serbatoio si trova esattamente al livello di cresta del serbatoio; tipicamente, il livello d'acqua arriva fino a 20-30 cm al di sotto del livello di cresta, in funzione dell'area del serbatoio vicino e della strategia di regolazione della turbina.
- Difficoltà d'installazione. La realizzazione di una struttura SSG avente il primo serbatoio ad una quota molto bassa rispetto al medio mare potrebbe causare problemi di installazione, come ad esempio ingresso di acqua.

Per poter valutare l'efficienza idraulica complessiva, per ciascun stato d'onda sono state calcolate le potenze (P_n) ottenute ai singoli livelli della struttura SSG, attraverso la formula:

$$P_n = \rho_w \cdot g \cdot q_n \cdot R_{c,n} \quad (7.9)$$

Ciascuna potenza è stata poi moltiplicata per la probabilità di accadimento associata al corrispondente stato d'onda. In modo analogo la potenza (P_{onda}) di ogni stato d'onda è stata moltiplicata per la probabilità

di accadimento del corrispondente stato d'onda. Il rapporto tra la sommatoria delle potenze ottenute e la sommatoria delle potenze d'onda definisce l'efficienza idraulica complessiva η_t :

$$\eta_t = \frac{\sum_i (P_{tot,i} \cdot P_{acc,i})}{\sum_i (P_{onda,i} \cdot P_{acc,i})} \quad (7.10)$$

Le Tabelle 7.8 – 7.11 riportano il processo di dimensionamento per struttura a 2 e a 3 serbatoi. In rosso, sono indicati i valori dei parametri geometrici investigati che rendono massima l'efficienza idraulica complessiva.

R_{c1} [m]	Δz [m]	R_{c2} [m]	η_t [-]
0.5	0.5	1	0.2492
	1	1.5	0.3506
	2	2.5	0.4313
	2.4	2.9	0.4387
	2.5	3	0.4392
	2.6	3.1	0.4394
	2.7	3.2	0.4391
	2.8	3.3	0.4385
	2.9	3.4	0.4376
	3	3.5	0.4365
	3.5	4	0.4275
	4	4.5	0.4151
	5	5.5	0.3868
	6	6.5	0.3596

Tabella 7.8 - Variazione del parametro Δz , per R_{c1} fissato. Struttura a 2 livelli.

Δz [m]	R_{c1} [m]	R_{c2} [m]	η_t [-]
2.5	0.4	2.9	0.4224
	0.6	3.1	0.4503
	0.7	3.2	0.4568
	0.8	3.3	0.4595
	0.9	3.4	0.4591
	1.2	3.7	0.4452
	2	4.5	0.3690
	2.5	5.0	0.3170

Tabella 7.9 - Variazione del parametro $R_{c,n}$ per Δz fissato. Struttura a 2 livelli.

R_{c1} [m]	Δz [m]	R_{c2} [m]	R_{c3} [m]	η_i [-]
0.5	0.5	1	1.5	0.401
	1	1.5	2.5	0.545
	1.5	2	3.5	0.591
	1.8	2.3	4.1	0.594
	1.9	2.4	4.3	0.592
	2	2.5	4.5	0.590
	2.5	3	5.5	0.568
	2.8	3.3	6.1	0.550
	2.9	3.4	6.3	0.544
	3	3.5	6.5	0.538
	3.5	4	7.5	0.506
	4	4.5	8.5	0.475
	5	5.5	10.5	0.421
	6	6.5	12.5	0.379

Tabella 7.10 - Variazione del parametro Δz , per R_{c1} fissato. Struttura a 3 livelli.

Δz [m]	R_{c1} [m]	R_{c2} [m]	R_{c3} [m]	η_i [-]
1.5	0.4	1.9	3.4	0.587
	0.6	2.1	3.6	0.591
	0.7	2.2	3.7	0.587
	0.8	2.3	3.8	0.580
	0.9	2.4	3.9	0.571
	1	2.5	4	0.560
	1.5	3	4.5	0.493
	2.5	4	5.5	0.355

Tabella 7.11 - Variazione del parametro $R_{c,n}$ per Δz fissato. Struttura a 3 livelli.

Sulla base dei valori di risalita ondosa calcolati per ciascuno stato d'onda e delle corrispondenti probabilità di accadimento in Tabella 7.7, è possibile concludere che gli stati d'onda più probabili sono quelli indicati con le sigle W1, W2 e W4, a cui corrispondono altezze d'onda di 0.9, 4.5 e 8 m. E' infatti importante considerare le altezze significative delle onde più alte, poiché sono le più energetiche, ma anche la probabilità di accadimento di ogni stato d'onda al fine della produzione media annua di energia.

Combinando i dati di risalita ondosa, e di probabilità, con i dati delle Tabelle 7.8 - 7.11 che riassumono i valori dei parametri geometrici investigati, è possibile individuare i valori ottimali dei parametri principali $R_{c,n}$ e Δz , e dimensionare così definitivamente la struttura SSG.

Per la struttura SSG a due serbatoi, è opportuno assegnare ai parametri geometrici principali, i seguenti valori:

- $R_{c,1} = 0.8$ m
- $R_{c,2} = 3.3$ m
- $\Delta z = 2.5$ m

ottenendo una efficienza di conversione pari a 0.49.

Per la struttura SSG a tre serbatoi, è opportuno assegnare ai parametri geometrici principali, i seguenti valori:

- $R_{c,1} = 0.6$ m
- $R_{c,2} = 2.1$ m
- $R_{c,3} = 3.6$ m
- $\Delta z = 1.5$ m

ottenendo una efficienza di conversione pari a 0.59.

Risultati in termini di produzione energetica

E' possibile dare un'indicazione della produzione di potenza annuale attesa, prendendo in considerazione la probabilità di occorrenza di ciascuno stato d'onda, attraverso la relazione:

$$Produzione\ di\ potenza\ annuale = \sum_{i=1}^N P_{n,i} \cdot P_{acc} \cdot 24 \cdot 365$$

con:

- $P_{n,i}$ = potenze ottenute ai singoli livelli della struttura SSG, al variare degli stati d'onda (pedice i), espresse in MW;
- N = numero degli stati d'onda investigati;
- P_{acc} = probabilità di occorrenza dello stato d'onda considerato.

Un singolo modulo di SSG, di larghezza 15 m a scala reale, dà luogo ad una produzione di energia media annua

- pari a 0.21 GWh/anno nel caso a due serbatoi
- pari a 0.25 GWh/anno se progettata a tre serbatoi.

Il grafico a torta illustrato di seguito (vedere Fig. 7.25) evidenzia il contributo percentuale di ciascuno stato d'onda (da W1 a W11) alla produzione annuale di energia attesa dall'impiego di un modulo SSG a tre serbatoi. Si noti come dimensionando SSG e relativa turbina multistadio per condizioni non estreme, ad esempio lo stato ondoso W8, si ottenga una produzione di potenza annua non inferiore al 70% di quella totale ottenibile dimensionando il dispositivo per sfruttare anche le onde estreme. Una analisi dettagliata costi-benefici è necessaria per stabilire il dimensionamento ottimale del sistema PTO.

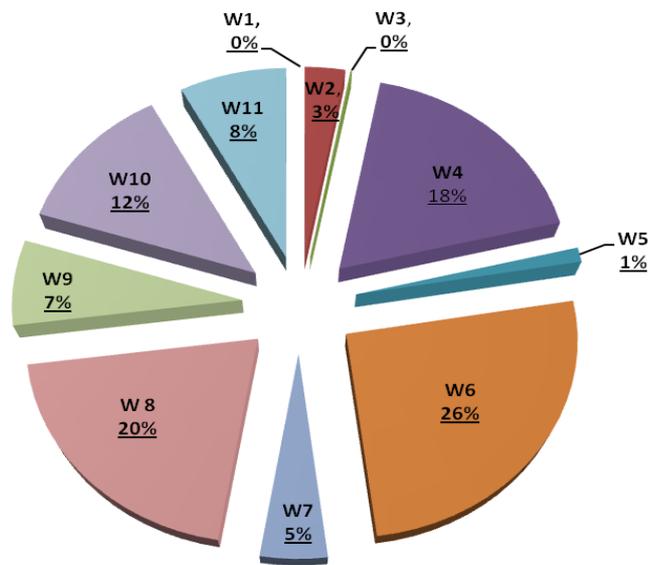


Figura 7.25 - Grafico a torta del contributo percentuale di ciascuno stato d'onda alla produzione annuale di potenza.

Considerando dunque la possibilità di integrare vari moduli (40) di SSG a tre serbatoi nel mantenimento di un tratto di 600 m dei moli foranei, si otterrebbe una produzione media annuale di energia $E_a = 10$ GWh/anno.

Occorre notare però che la produzione annuale di energia calcolata tiene conto soltanto della efficienza idraulica, mentre non rappresenta le perdite meccaniche nella turbina e le perdite nella connessione elettrica.

Indicazioni di letteratura consentono di stimare che l'efficienza media calcolata per una turbina multistadio di SSG sulla base del clima tipico annuale non superi l'11% (Borgarino e Kofoed, 2007). Allo stato attuale di sviluppo della turbina MST, la reale potenza disponibile dunque all'allacciamento elettrico in loco sarebbe pari a 1.1 GWh/anno.

8. STIMA DI MASSIMA DEI COSTI

In questa sezione si vuole fornire informazioni sulla metodologia per la valutazione di massima dei costi di impianti per la conversione dell'energia da onda.

Esiste una vasta gamma di utenti (dagli ingegneri di settore, sviluppatori e analisti, fino ai politici, investitori, capitalisti, banche e altri finanziatori) che è potenzialmente interessata ad informazioni economiche su tecnologie di generazione di energia elettrica. Ogni tipologia di utente ha, logicamente, specifici interessi e criteri decisionali. È per tale motivo che non esiste una unica modalità di valutazione economica.

E' evidente dalla letteratura (Gross et al., 2007) e da discussioni con le varie parti interessate (Electricité de France, 2009) che la stima dei costi è un criterio rilevante ma non è il solo criterio decisionale.

8.1 VALUTAZIONE DI INVESTIMENTO

In progetti di produzione di energia elettrica, il costo è tipicamente misurato in base al costo dell'energia, ed è espresso in c€/kWh.

Una prima stima dei costi di un impianto WEC è reperibile in Gross et al., 2009.

Una buona valutazione economica di investimento su progetti WEC deve coprire sia i costi che i ricavi. Il Valore Attuale Netto (VAN) è la somma di tutti i costi e ricavi per tutta la durata dell'investimento scontati fino ai giorni nostri. Un progetto con un VAN maggiore di zero ha un ritorno superiore al tasso minimo previsto e potrebbe essere considerato vantaggioso da intraprendere.

Per un progetto di generazione di energia, come nel caso di installazioni di WEC, il VAN può essere espresso in €/kW installato.

Un altro fattore economico di interesse è il Tasso di Rendimento Interno (TRI), il quale è legato al VAN in quanto è il tasso di sconto al quale il VAN è pari a zero (cioè, in cui il valore attuale di tutte le spese future bilancia il valore attuale di tutti i ricavi futuri).

Per i nuovi progetti il rischio complessivo di investimento è calcolato diversamente da quello di progetti esistenti: spesso, viene imposto un TRI più elevato per compensare il "rischio tecnologico" (Electricité de France, 2009).

Ad esempio, per l'energia marina in Inghilterra c'è un tasso di sconto del 15%, che appunto si applica alle tecnologie meno sviluppate per rappresentare la maggiore incertezza associata alla progettazione e alla stima dei costi, mentre vi è un tasso dell'8% per progetti relativi a tecnologie più affermate (Entec, 2006).

Tuttavia, questo suggerisce implicitamente che due diverse tecnologie, entrambe agli stadi iniziali del loro sviluppo, abbiano lo stesso profilo di rischio. Ad esempio, sarebbe come dire che il profilo di rischio di un convertitore di energia delle onde è lo stesso di quello di una centrale elettrica di biogas. Il buon senso,

però, suggerisce che ciò non è vero, in quanto uno ha un prevedibile costo di flusso, mentre l'altro è esposto alla volatilità dei prezzi del gas all'ingrosso.

Uno studio di dettaglio dei tassi di sconto sulla base di esposizione a specifici fattori di rischio è stato proposto come mezzo adeguato di analisi (Awerbuch, 2003), tale studio è stato riassunto nel "Capital Asset Pricing Model" (CAPM) dove si cerca di tradurre il tasso di rendimento TRI al rischio di specifici flussi di cassa. L'identificazione di ciascun fattore di rischio è una sfida significativa.

Per un settore emergente, come l'energia marina, con poche (se non nulle) aziende quotate in borsa, i dati per consentire una adeguata analisi economica sono effettivamente limitati.

Un modo più appropriato per valutare dispositivi di energia marina a diversi stadi di sviluppo è proposto da Harrison et al. (2003).

Le incertezze principali per l'energia marina possono essere raggruppate in due gruppi di costo: costi operativi e ricavi. A loro volta i costi operativi o di capitale di un WEC possono essere suddivisi in quattro grandi categorie:

1. costi legati al convertitore di energia stesso. Il costo di un dispositivo WEC è determinato dalle sue componenti (struttura e PTO), dalle sue funzioni (ad esempio la produzione di energia) e dalle scelte progettuali effettuate. I prezzi dei singoli componenti e dei materiali potrebbero potenzialmente rimanere abbastanza costanti (fatta eccezione per imprevedibili crisi economiche con conseguenti fluttuazioni dei prezzi dei vari materiali), mentre i costi di produzione (per dispositivo) dovrebbero ridursi con l'evoluzione della tecnologia e con tecniche di produzione sempre più perfezionate.
2. costi di ormeggio e sistema di mantenimento in posizione. La tecnologia di mantenimento in posizione di dispositivi WEC tende ad essere specifica del dispositivo (o della classe del dispositivo). Associati al mantenimento in posizione si possono trovare anche i costi relativi all'infrastruttura civile necessaria per il WEC in esame. Può quindi essere opportuno combinare il costo dell'ancoraggio con il costo del dispositivo stesso.
3. costi dell'insieme dei cavi (tra i gruppi di dispositivi e tra il sito e la riva).
4. costi per la trasmissione della rete.

Gran parte delle analisi di queste componenti di costo è complicata. Inoltre, molte voci dei costi sono dipendenti dal sito e dalle sue caratteristiche, in particolare: dalla profondità dell'acqua, dalla natura dei fondali marini e dalle condizioni atmosferiche.

Considerando l'intero ciclo di vita di un WEC si devono considerare anche i costi relativi allo smantellamento. Tale operazione può avere molte opzioni, quali: il recupero a terra del WEC e conseguente demolizione o lo smaltimento in mare (ad esempio sotto forma di un reef artificiale).

A seconda della alternativa scelta i costi connessi allo smantellamento possono essere compensati dal valore di rottame del dispositivo.

La Figura 8.1 mostra un diagramma di flusso per il calcolo delle Spese in Conto Capitale (SCC) che include i vari contributi principali. Molti dei costi varieranno con la scala di distribuzione.

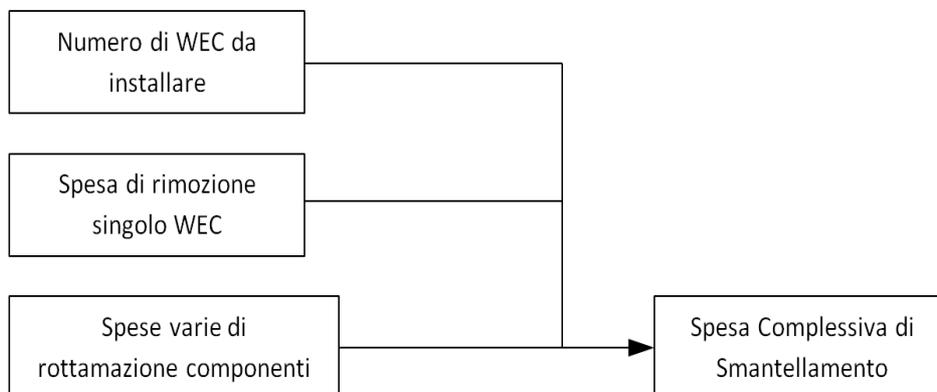


Figura 8.1 - Diagramma di flusso di calcolo della Spesa in Conto Capitale e della Spesa Complessiva di Smantellamento.

8.2 SPESA OPERATIVA ANNUALE

La spesa operativa annuale (SOA) di un WEC è, in assenza di costi del carburante, dettata soprattutto da esigenze di manutenzione e riparazione. I fattori di costo che compongono la SOA sono specifici per il tipo di tecnologia (ad esempio turbine in mare aperto, o installazioni direttamente a riva) e ciò complica la ricerca di una routine generica dei costi da applicare a qualsiasi progetto.

Al fine di chiarire i flussi dei costi, l'analisi della SOA è stata suddivisa in due grandi categorie: la manutenzione programmata e interventi di manutenzione straordinaria (spesso coincidenti con le riparazioni).

La procedura di calcolo della SOA è complicata dalla varietà di strategie di manutenzione e riparazione disponibili. L'approccio più semplice è quello di assumere che non ci sia alcun legame tra le due categorie di manutenzione pianificata (manutenzione) e di interventi di manutenzione straordinaria (riparazione). Seguendo questa ipotesi, gli elementi che contribuiscono al calcolo della SOA e del fattore di disponibilità (inteso come tempo di funzionamento effettivo o vita utile) sono illustrate nella Figura 8.2.

8.3 MANUTENZIONE

8.3.1 *Manutenzione Ordinaria (o Programmata)*

I costi di manutenzione programmata sono definiti come i costi del WEC per il raggiungimento della potenza di progetto. Questi costi includono anche elementi quali i costi di nave, di manodopera e componenti di consumo. La manutenzione programmata di un WEC generalmente è anche dipendente dai costi di riparazione.

8.3.2 *Manutenzione Straordinaria (Riparazione)*

La manutenzione straordinaria è strettamente legata al “tempo medio di fallimento”, il quale dipende da molti fattori, tra cui la modalità di guasto e il tipo di ambiente.

L'affidabilità di una tecnologia influenza la realizzazione di un dispositivo; la possibilità di realizzazione di un dispositivo dovrebbe essere valutata già in fase di progettazione attraverso l'analisi delle componenti costituenti.

L'affidabilità è chiaramente dipendente dal dispositivo stesso, e sarà anch'essa valutata in fase di progettazione, ad esempio attraverso i dati ottenuti durante le prove in mare. È prevedibile che l'incertezza associata al concetto di affidabilità tenderà a ridursi con l'evolversi della tecnologia e con il progredire dell'esperienza operativa e progettuale.

L'affidabilità è inoltre legata al sito di installazione, ad esempio attraverso l'accessibilità del sito, determinata da fattori geografici, come la distanza da un porto e il clima marino.

Il costo di imbarcazioni per effettuare la manutenzione sarà un fattore importante nella SOA.

Questi elementi, combinati con la strategia di riparazione, contribuiranno alla determinazione del fattore disponibilità del dispositivo.

In alcuni casi si può verificare la rottura di singoli componenti anziché del dispositivo nella sua interezza. Nell'analisi della frequenza di rottura del singolo componente, bisogna considerare se vi è differenza tra l'ambiente di normale utilizzo del componente e l'ambiente a cui i dati reperibili di rottura fanno riferimento. Ove possibile, i risultati provenienti da prototipi in mare dovrebbero essere incorporati nella stima del tasso di fallimento.

8.4 PIANO DI MANUTENZIONE E RIPARAZIONE

La procedura descritta nella Figura 8.2 assegna un costo per l'accesso al dispositivo e un costo per l'operazione di manutenzione al dispositivo stesso.

I costi direttamente sostenuti per la manutenzione del dispositivo e delle relative infrastrutture (ormeggi, cavi, ecc.) sono da considerare come costi strettamente connessi al dispositivo in esame, come lo sono le voci connesse ai materiali di consumo e al costo della manodopera. Se i dispositivi vengono portati a riva per la manutenzione, i costi associati a tale operazione (escluso il costo della nave) vengono anch'essi assegnati alla categoria dei costi strettamente connessi al dispositivo.

La frequenza delle riparazioni (o di operazioni di recupero) è determinata dal tasso di fallimento del dispositivo stesso. Le strategie di manutenzione pianificata per i WECs sono generalmente maggiori di quelle di straordinaria manutenzione.

Nella pianificazione delle operazioni occorre considerare la accessibilità del sito, dato che la manutenzione di dispositivi in mare aperto si effettua solo in condizioni specifiche di onda (altezza massima d'onda significativa) e/o di marea (velocità del flusso di marea).

I tempi di inattività –che entrano in gioco nel calcolo del fattore di disponibilità- sono associati a diverse operazioni di manutenzione e variano in funzione del tempo di risposta, del tempo di transito e della durata della riparazione.

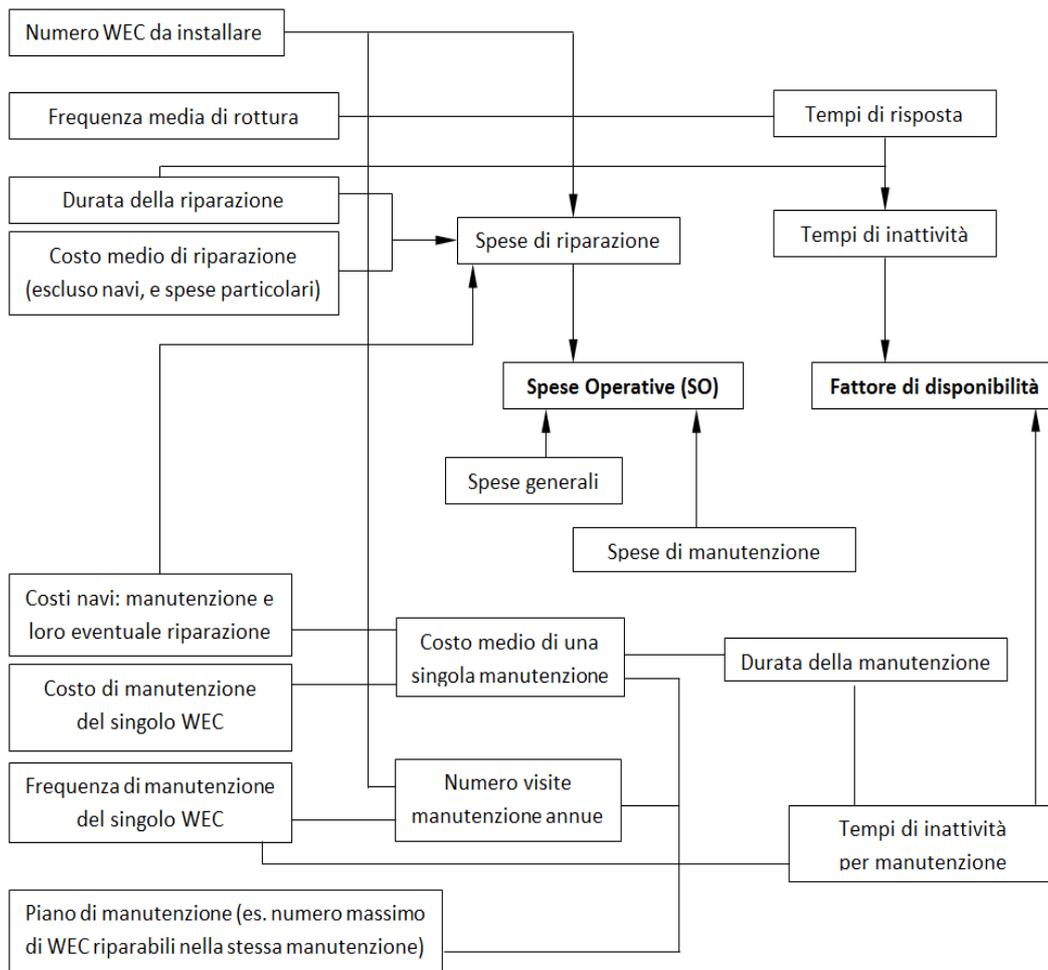


Figura 8.2 - SOA calcolo diagramma di flusso

Nella parte in alto vi sono le voci di costo che contribuiscono alla SO come costi di manutenzione straordinaria, mentre nella parte in basso ci sono le voci di costo della manutenzione straordinaria.

8.5 ENTRATE

Le prestazioni di un WEC vengono in genere determinate in base alle prove in mare. La quantità di energia prodotta dal dispositivo determina, in assenza di costi del carburante, le entrate del progetto.

I fattori coinvolti nel calcolo delle entrate di uno schema WEC sono illustrati nella Figura 8.3.

Questa procedura di calcolo presuppone che la conversione di energia possa essere descritta in funzione del dispositivo in esame. Inoltre si assume che il processo di conversione non subisca interruzioni a causa di manutenzione o guasti.

La produzione elettrica di un array di WEC è quindi solo funzione della potenza d'onda disponibile e del numero di dispositivi installati.

Un'analisi delle entrate dovrebbe specificare l'incertezza nella produzione di energia elettrica, riflettendo l'incertezza sia della risorsa che delle prestazioni del dispositivo.

L'incertezza associata alla risorsa varia in base ai dati storici disponibili e si riduce per un dato impianto in funzione della continua caratterizzazione del sito in base all'esperienza operativa.

Mettendo a confronto diversi tipi di dispositivi in uno stesso sito, l'incertezza sulle prestazioni sarà più grande per i dispositivi fase iniziale.

I prezzi dell'energia elettrica possono essere molto volatili a seconda del mercato, e generalmente tendono a riflettere la domanda, con periodi di forte richiesta durante il giorno e variazioni di richiesta su base stagionale.

Un accordo di potere d'acquisto può specificare un prezzo fisso o tracciare prezzi medi su base stagionale. È comune nel Regno Unito per i progetti su WEC che i prezzi siano scontati rispetto al prezzo medio di mercato all'ingrosso, in effetti l'accordo di potere d'acquisto passa parte del rischio dal produttore all'acquirente in cambio di una tariffa più bassa (quasi dimezzata).

I prezzi futuri sono incerti sul mercato. Associati con prezzi, la valutazione deve considerare in ingresso dati da programmi di finanziamento destinati ad aiutare le tecnologie di sviluppo. In molti paesi (ad esempio, in Germania), questo assume la forma di un feed-in tariff (FIT), che riduce il rischio per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Altri Paesi inoltre sono dotati di sistemi di "certificati verdi" che fissano obiettivi per gli acquirenti di energia elettrica di acquisire un volume minimo o la percentuale di elettricità da fonti rinnovabili. Per ogni unità di energia elettrica acquistata ricevono un certificato (ad esempio, il certificato Renewable Obligation o ROC nel Regno Unito).

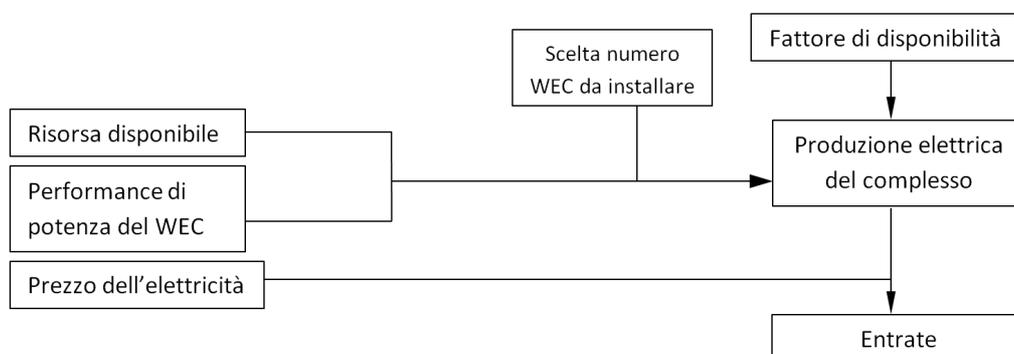


Figura 8.3 - Diagramma di flusso di calcolo delle Entrate

8.6 CALCOLO DEL VAN

L'approccio proposto per valutare economicamente le tecnologie energetiche di conversione da energia marina, è quello di continuare ad utilizzare metodi noti e ben consolidati come VAN, TRI e il costo dell'energia, ma allo stesso tempo di consentire l'inserimento dell'effetto dei vari fattori e delle incertezze della vasta gamma di tecnologie esistenti.

Produrre una metodologia generica di analisi dei costi è, come detto, complicato a causa del gran numero di permutazioni dei fattori di costo e di ricavo che entrano in un progetto WEC.

Il calcolo del VAN illustrato in Figura 8.4 si basa sulle spese operative (SOA), delle entrate e dei costi di disattivazione/dismissione. Un approccio più complesso che tenga conto dell'interdipendenza tra i diversi flussi di costo è illustrato in Figura 8.5.

La soluzione suggerita in questo caso è quello di analizzare il VAN attraverso l'utilizzo della tecnica di simulazione di Monte-Carlo, in cui vengono descritti stocasticamente i parametri incerti del modello. Le distribuzioni risultanti di VAN e SCC sono calcolate attraverso più iterazioni del modello. Ogni iterazione considera un singolo valore casuale di campionamento di ogni costituente della distribuzione di probabilità, con il risultato finale che rappresenta un possibile valore del VAN o del fattore preso in esame (TRI, SCC, ecc.). Un approccio simile per i costi è stato utilizzato da Previsic et al. (2004).

Per un nuovo WEC, esistente solo a scala di prototipo, può essere difficile estrapolare con precisione i costi di capitale, l'affidabilità, la conversione di potenza a scala futura di reale installazione. Le distribuzioni utilizzate nel modello dovrebbero riflettere questa incertezza. Ad esempio, la distribuzione che descrive la frequenza media di rottura dovrebbe mostrare una varianza più grande per un dispositivo in fase di progettazione iniziale rispetto a quella dello stesso dispositivo in una sua fase successiva di sviluppo. Di conseguenza, la relativa importanza di rischio e fattibilità economica varia nei tre stadi di sviluppo tecnologico (uno schema logico è mostrato in Fig. 8.6).

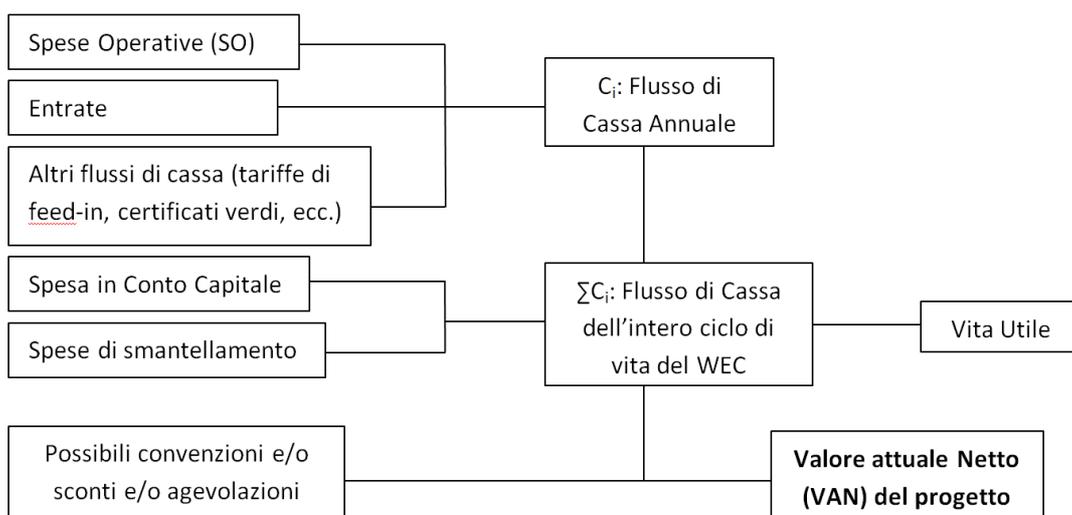


Figura 8.4 - Valore Attuale Netto (VAN) diagramma di flusso di calcolo con un tasso di sconto singolo

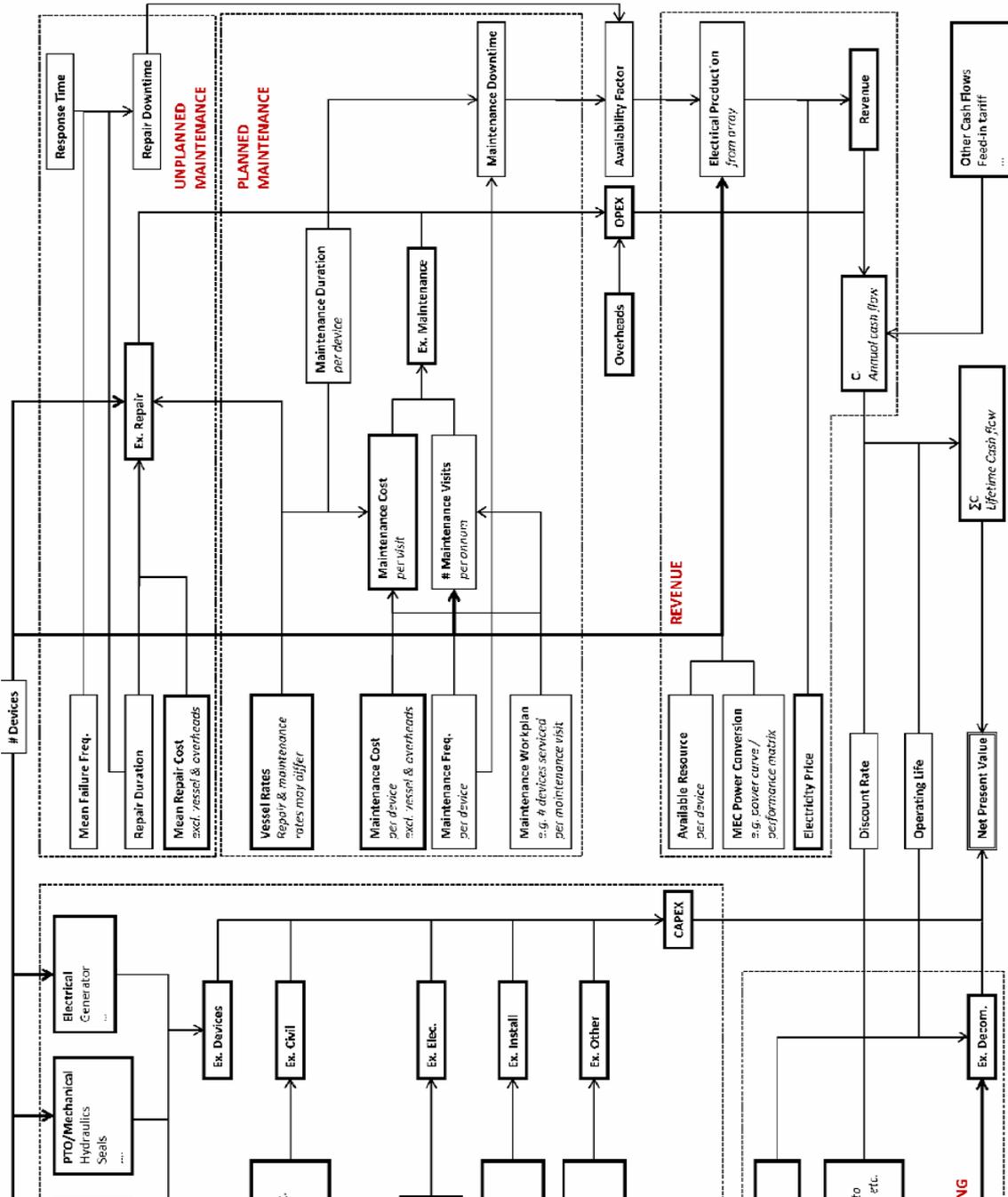


Figura 8.5 - Valore Attuale Netto (VAN) processo di calcolo (tasso di sconto singolo).

Fonte immagine Davey, T., et al., 2009

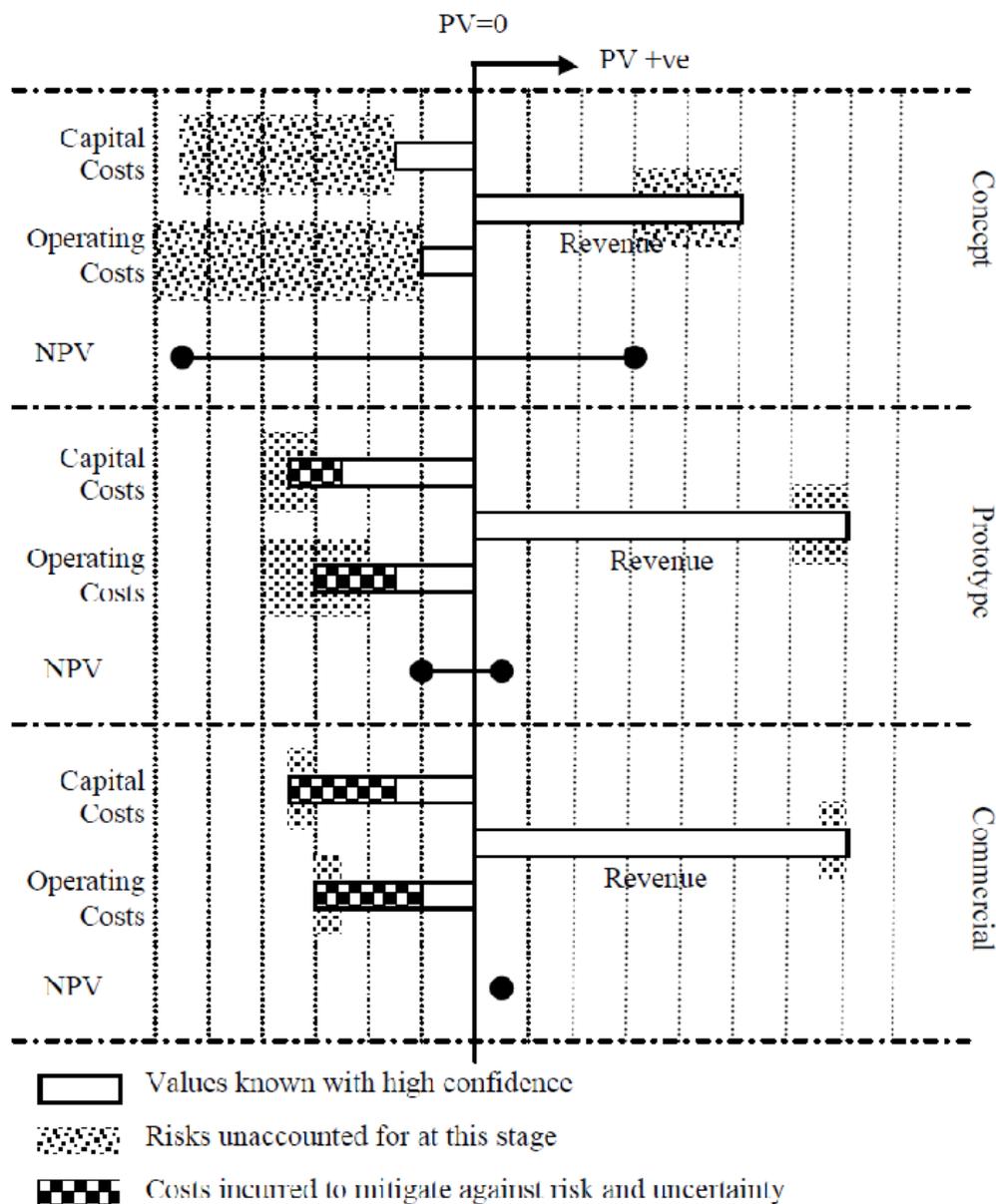


Figura 8.6 – Rappresentazione schematica della variazione di una valutazione economica di un progetto di installazione di WECs al variare dello sviluppo tecnologico. I valori sono puramente indicativi. (Ingram et al., 2011)

8.7 ESEMPIO DI VALUTAZIONE ECONOMICA PER UN PARCO DI DISPOSITIVI DEXA

Al titolo esemplificativo delle entità delle somme in gioco, si riporta di seguito una indicazione di costi fornita dai costruttori del dispositivo DEXA.

Si considera un parco di dispositivi DEXA di dimensione comparabile al parco danese eolico offshore Horn's Rev di capacità installata da 1 a 60 MW.

Si vuole valutare il prezzo per kWh prodotto, includendo tra gli altri fattori anche gli interessi, il costo d'investimento, ed il costo associato ai cavi sommersi.

Si suppone di prendere a riferimento un parco costituito da 640 piccoli convertitori da 259 (non è meglio 260, sembra una cifra più approssimativa) kW ciascuno, per un totale di 160 MW, collocati 16km a largo della costa danese. I 640 convertitori condividono un cavo sommerso da 160 MW, e un'installazione ad alto voltaggio da 150 kV.

Un parco di queste proporzioni dovrebbe essere in grado di coprire circa l'1% del consumo danese di elettricità.

L'investimento iniziale viene ammortizzato nell'arco dei primi 20 anni, a prescindere dalla durata del ciclo di vita del parco. E' stato stimato un valore finale pari al 30 % dell'investimento iniziale (basato sulla vita utile attesa).

I dati utilizzati in ingresso per la valutazione economica del parco sono riassunti in Tabella 8.1. Il risultato della valutazione economica è stato riassunto in Tabella 8.2. Il costo per kWh prodotto, risulta pari a: 0.065 €/kWh. In Tabella 8.3 infine è stato realizzato un confronto fra il costo per kWh dell'elettricità prodotta con il convertitore DEXA e con altri metodi di produzione, utilizzando come riferimento il contesto danese.

Capacità Installata [MW]	160
Investimento [milioni €]	224
Tasso di interesse [%]	5
Costo di manutenzione annuale [€]	4'200'000
Distanza da riva [km]	16
Produzione Annuale [MWh]	320'000
Potenza Rimborsata [€/kWh]	0.08
Valore Finale [%]	30
Vita Utile Attesa [anni]	50

Tabella 8.1 - Riepilogo sui parametri di input scelti per la valutazione economica.

Investimento Convertitori [M€]	224
Investimento Cavo Sommerso (fissato) [M€]	12.8
Investimento Trasformatore ad alto Voltaggio [M€]	22.4
Investimento Iniziale Totale [M€]	259.2
Interesse Pagato 5% [mil.€]	148.9
Costo di Manutenzione per 20 anni [M€]	84
Valore Finale dopo 20 anni [M€]	-77.8
Costo Totale [M€]	414.3
Costo Totale per kWh [€/ kWh] (elettricità prodotta in 20 anni = 6'400'000 MWh)	0.065
Energia Totale Rimborsata dopo 20 anni [M€]	512
Profitto Accumulato dopo 50 anni [M€]	865.7

Tabella 8.2 - Risultato della valutazione economica condotta per un ipotetico parco di dispositivi.

Convertitore DEXA, Oceano Atlantico, al largo del Portogallo (40-60 kW/m)	5.6 cUS/kWh
Energia eolica con installazione a terra	5.81 cUS/kWh
Vapore alimentato a Carbone	6.54 cUS/kWh
Energia Eolica Offshore	7.09 cUS/kWh
Energia Nucleare	7.64 cUS/kWh
Convertitore DEXA, Mar del Nord, al largo della Danimarca (16 kW/m)	12.3 cUS/kWh
Celle Solari (1000 h/anno – clima danese).	85.00 cUS/kWh

Tabella 8.3 - Confronto fra il costo per kWh dell'elettricità prodotta con il convertitore DEXA e quello relativo ad altre tecnologie di produzione di potenza (i costi fanno riferimento ad un tasso di interesse del 5%, e ad una tariffa sulla potenza di 8-10 c€/kWh).

9. CONCLUSIONI

Lo stato di sfruttamento delle energie rinnovabili in Italia è ancora alquanto limitato rispetto al *target* stabilito dalla Comunità Europea (6.6% sul totale dei consumi finali al 2008 rispetto all'obiettivo del 17% al 2020, dati Europe's Energy Portal, www.energy.eu).

Per poter raggiungere l'obiettivo fissato, è necessario investire sullo sviluppo delle tecnologie per la produzione di energia da fonte rinnovabile. Lo sfruttamento della energia da onda – ad oggi inattivo in Italia- può risultare particolarmente promettente stanti le seguenti caratteristiche:

- variabilità oraria e giornaliera minore rispetto a quelle di altre risorse rinnovabili, come il vento, il sole o le correnti oceaniche;
- variazione stagionale che segue il trend del consumo di energia elettrica nell'Europa occidentale;
- discreta affidabilità della previsione del clima meteomarinario in una specifica località;
- possibilità di sfruttare superfici di molti chilometri quadrati;
- possibile integrazione in strutture portuali e in piattaforme al largo;
- possibile combinazione con pale eoliche nella collocazione al largo;
- basso impatto ambientale e visivo, in particolare se si considerano i parchi al largo della costa, composti da convertitori galleggianti o sommersi;
- densità di energia maggiore delle densità di energia delle altre fonti rinnovabili.

I convertitori per la produzione di energia da onda (WECs) possono essere installati in riva, sotto-costa o al largo; possono sfruttare la tracimazione delle onde in un serbatoio, la risalita della colonna d'acqua oscillante all'interno di un contenitore chiuso, il movimento oscillatorio di moduli tra loro connessi al passaggio dell'onda.

I WECs sono installati in un ambiente aggressivo, ove si richiede il loro corretto funzionamento per un lungo periodo di tempo, possibilmente senza necessità di interventi di manutenzione. Quindi i materiali strutturali impiegati per la fabbricazione devono essere valutati con accuratezza al fine della sopravvivenza dell'intero impianto nell'ambiente marino, considerando in particolare corrosione; fatica; fatica da corrosione; corrosione da corrente vagante; usura e fatica da usura; crescita marina (*fouling*); impatto dei carichi e fratture.

Per la realizzazione di un impianto di WECs, occorre considerare l'intero ciclo di vita di tali dispositivi, e dunque procedere secondo le seguenti fasi:

- Selezione del sito
- Valutazione delle Risorse Locali
- Problematiche di connessione alla rete elettrica di distribuzione
- Produzione dei dispositivi
- Messa in funzione e prove in mare
- Installazione, Funzionamento e Manutenzione
- Dismissione

Nel progettare un impianto di questo tipo, non si può non predisporre una dettagliata valutazione di impatto ambientale (VIA), che allo stato attuale non è stata ancora standardizzata e dunque viene delineata sulla base dei dati disponibili e della esperienza acquisita.

Il processo di VIA si compone delle seguenti fasi sequenziali:

- la descrizione delle attività del progetto e delle caratteristiche ambientali del sito prescelto;
- la identificazione delle possibili interazioni ambientali e la scala dei potenziali impatti;
- la identificazione delle misure di gestione e mitigazione e la stima degli impatti residui;
- la definizione degli impegni da assumere nell'ambito del progetto.

Esistono ad oggi uno svariato numero di brevetti relativi a convertitori per la produzione di energia da onda, dei quali però sostanzialmente solo uno, il Pelamis, ha raggiunto lo stadio commerciale ed è stato installato al largo del Portogallo nella prima *wave farm*.

La impossibilità di raggiungere lo stadio della commercializzazione è essenzialmente dovuto alla immaturità della tecnologia, e in particolare

- alla modesta efficienza di conversione ottenibile dai sistemi di generazione,
- alla scarsa affidabilità dei sistemi di ancoraggio,
- alle problematiche non ancora efficientemente risolte dello stoccaggio di energia in situ e/o del trasferimento a terra della energia prodotta.

Il punto di maggior criticità per la buona riuscita di un sistema WEC è sicuramente rappresentato dall'ottimizzazione dei suoi costi rispetto alla stabilità, alle performance idrauliche e al rendimento energetico del dispositivo. Nelle prospettive future risulta sicuramente promettente l'installazione di WEC in parchi riducendo così i costi di connessione alla rete e aumentando l'affidabilità della produzione energetica.

Ad oggi le valutazioni relative all'applicabilità della conversione di energia da onda nei mari italiani si sono per la maggior parte incentrate sulla valutazione dell'energia disponibile. Sulla base dei dati desumibili dalle boe (Vicinanza et al., 2009) e dell'atlante ondoso ricostruito dal CNR (MEDATLAS, 2004), i valori più bassi della potenza media annua del moto ondoso sono riscontrabili nel mare Adriatico (circa 2 kW/m); valori leggermente maggiori sono stati evidenziati nel mar Ionio e nel mar Tirreno (4 kW/m). Altresì sono stati rilevati valori significativamente più alti della potenza ondosa nell'area di Alghero pari a circa 13 kW/m che corrispondono a valori medi annui di circa 114.8 MWh/m. Ulteriori analisi relative alla frequenza degli eventi ondosi hanno evidenziato che in questa stessa area di Alghero, circa il 40 % dell'anno (3500 ore) sono presenti stati di mare potenzialmente sfruttabili per la conversione dell'energia. In conclusione, i luoghi più promettenti per effettuare installazioni sono senz'altro la costa Ovest della Sardegna e della Sicilia. Il Nord Adriatico tuttavia potrebbe essere un'area perfetta per effettuare prove in mare in scala; si combinano infatti tre caratteristiche importanti: la completa rappresentatività degli stati di mare reale, le altezze d'onda contenute che non mettano a rischio il dispositivo e l'ancoraggio, le elevate percentuali di calma che consentano celeri manutenzioni e riparazioni.

Si sono presentati tre dispositivi (DEXA, LEANCON e SSG) che, per motivi diversi (impatto visivo, impatto ambientale, durabilità, tipologia di conversione della energia ondosa), potrebbero risultare particolarmente idonei ad installazione nei mari Italiani e per i quali sono disponibili risultati di qualità direttamente

verificata in merito alla *performance*. Si è supposto di installare tutti e tre i dispositivi a Cagliari, in riva, sotto-costa o al largo.

Il confronto della produzione energetica media annua –valutata per omogeneità solo in termini di potenza idraulica e quindi prescindendo dalle perdite meccaniche e nei cavi di allacciamento alla corrente - fornisce, sulla base di un fabbisogno stimato di 8 kWh/giorno/famiglia:

- 0.25 GWh/anno – fabbisogno di circa 86 famiglie per 1 modulo SSG a tre serbatoi, largo 15 m e installato a riva,
- 0.15 GWh/anno – fabbisogno di circa 51 famiglie per 1 modulo di DEXA, largo 18 m e installato su un fondale di 11 m,
- 1.55 GWh/anno – fabbisogno di circa 530 famiglie per 1 modulo di LEANCON, largo 240 m e installato su un fondale di 30 m.

Considerate le dimensioni molto diverse dei dispositivi, è bene ragionare per metro lineare, e dunque si ottiene:

- 16.67 MWh/anno/m –SSG a tre serbatoi, installato a riva,
- 8.82 MWh/anno/m –DEXA, installato su un fondale di 11 m,
- 6.48 MWh/anno/m –LEANCON, installato su un fondale di 30 m.

Al fine di combinare la conversione di energia con altri usi dei dispositivi e renderli pertanto economicamente realizzabili, si consiglia:

- la integrazione del SSG nei moli portuali, anche durante operazioni di manutenzione e/o adeguamento del porto,
- la installazione del DEXA in parchi allo scopo della protezione della costa,
- la installazione del LEANCON in prossimità di una piattaforma (per estrazione idrocarburi, per itticultura o altro) esistente o in costruzione al largo per sopperire a parte del fabbisogno energetico della stessa.

Un elemento fondamentale da considerare nella scelta è lo spazio marino occupato, stanti i numerosi conflitti d'uso del mare (turismo, rotte commerciali, altre installazioni per itticultura, estrazione gas, etc.). Supponendo una produzione energetica annua di target di 15 GWh/installazione/anno (corrispondente al fabbisogno di oltre 5'100 famiglie), possiamo confrontare gli spazi necessari alle diverse installazioni:

- integrazione di n. 60 moduli dell'SSG in 900 m dei moli portuali;
- posizionamento di n. 100 dispositivi di tipo DEXA allineati su 4 file, a fronte di uno spazio necessario per installare il parco di circa 1 km lungo costa e 0.3 km perpendicolarmente alla costa (sulla base dei dati sperimentali, si considera una distanza mutua pari alla larghezza di 1.5 dispositivi lungo costa e alla lunghezza di 1.0 dispositivo perpendicolarmente alla costa);
- posizionamento di n. 9 dispositivi di tipo LEANCON su 3 file, a fronte di uno spazio necessario per installare il parco di circa 1.2 km lungo costa e 0.6 km perpendicolarmente alla costa (sulla base dei dati sperimentali, si considera una distanza mutua pari alla larghezza di 1.0 dispositivi lungo costa e alla lunghezza di 1.0 dispositivo perpendicolarmente alla costa). La installazione –confrontabile

come occupazione di spazio a quella del parco dei DEXA, tuttavia non arriva a 15 Gwh/anno, si ferma intorno a 14 GWh/anno.

La valutazione dei costi di installazioni di questo tipo è sostanzialmente impossibile, includendo informazioni “sensibili” (come i costi dei dispositivi, nella maggior parte dei casi mai commercializzati) e informazioni strettamente dipendenti dal sito stesso. Per questo è possibile dare indicazioni metodologiche e portare esempi relativi a impianti già realizzati.

Può essere allora opportuno confrontare l’energia ottenibile da tali dispositivi con quella prodotta da una tecnologia differente. Si può considerare a titolo di esempio il parco eolico di Nurri, a 60 Km da Cagliari, composto da 26 macchine VESTAS-V52 di altezza pari a 55 metri, con potenza nominale di 850 kW, per una produzione annua complessiva registrata negli anni 2006-2007 (FRI-EL NURRI S.r.l., 2008) di circa 38 GWh/parco/anno.

Ciascuna delle tre installazioni per la conversione di energia da onda sopra proposta -in riva, sotto-costa o al largo di Cagliari- produrrebbe circa 2/5 della potenza registrata presso il parco eolico di Nurri. Va tuttavia segnalato che la produzione di energia dal mare è valutata solo sulla base della efficienza idraulica, e dunque a meno delle perdite meccaniche e di allacciamento alla rete. Il risultato di tali installazioni potrebbe, in termini di potenza effettivamente registrata, risultare anche molto minore della potenza prevista sulla base delle prove sperimentali.

Per lo sviluppo in mare di installazioni reali sarebbe quindi oltremodo necessaria la installazione di prototipi in scala 1:1 di più tecnologie in uno spazio dedicato di mare (un “wavehub” italiano, un sito sperimentale per la produzione di energia, sullo stile dell’esistente sito scozzese <http://www.wavehub.co.uk/>), con adeguato monitoraggio idraulico ed ambientale nonché un’analisi delle tecnologie di conversione della energia, delle modalità di stoccaggio della energia in situ e/o della ottimizzazione dell’allacciamento alla rete.

10. BIBLIOGRAFIA

- American Petroleum Institute – API, 1996, Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures, API RECOMMENDED PRACTICE 2SK, 2nd Edition
- API (American Petroleum Institute), 1987. Recommended Practice for the Analysis of Spread Mooring Systems for Floating Drilling Units, RP 2P
- Barltrop, N.D.P., (1998), "Floating structures: a guide for design and analysis", Vol 1 & 2, OPL, Ledbury, England
- Boccotti P., 2003 On a new wave energy absorber. Ocean Eng. 30, 1191-1200.
- Brito-Melo A, Sarmento AJNA, Clément AH, Delhommeau G. (1999) A 3D boundary element code for the analysis of OWC wave-power plants. 9th ISOPE, Brest, France.
- Cavaleri, L. and C. F. Ratto (2006). Wind and waves in the Mediterranean Sea, in Offshore Wind Energy, John Twidell (Editor), Multi-Science Publishing Co.Ltd.
- Chaplin C.R., 1998. Torsional failure of a wire rope mooring line during installation in deep water, Engineering Failure Analysis 6, 67-82
- Davey, T., Harrison, G.P., Stallard, T., (2009), Deliverable 7.2.1, "Procedures for Economic Evaluation". Equimar Project <http://www.equimar.org/equimar-project-deliverables.html>
- Det Norske Veritas – DNV, 1989, Position Mooring (POSMOOR), Rules for the Classification of Mobile Offshore Units, Part 6, Chapter 2
- Falnes, J., (1993), Optimum control of oscillation of Wave-Energy Converters, Annex Report B1 to the JOULE project "Wave Energy Converters: Generic Technical Evaluation Study", Paper no. 2, JOU2-0003-DK
- Ferrante, V., Vicinanza, D., Contestabile, P., Cappiotti L. (2010). "Potenzialità dell'energia ondosa lungo le coste Italiane", 32° Convegno Nazionale di Idraulica e Costruzioni Idrauliche, Palermo.
- Fredrikson G.—Workshop, Cork, Ireland, 1993 EUR 15079 EN.
- FRI-EL NURRI S.r.l. 2008. Parco Eolico di Monte Guzzini – Nurri (CA). DICHIARAZIONE AMBIENTALE, Rev. 4 01/07/2008. http://www.fri-el.it/media/uploads/emas/Fri-El%20Nurri_2008.pdf
- Harris, R.E., Johanning, L., Wolfram, J. (2004) "Mooring systems for wave energy converters: A review of design issues and choices", Heriot-Watt University, Edinburgh, UK
- Hudson, J.A., Phillips, D.C., Wilkins N.J.M., (1980) "Review materials aspects of wave energy converter", Oxfordshire, UK
- Ingram, D., Smith, G., Bittencourt-Ferreira, C., Smith, H., (2011) Protocols for the Equitable Assessment of Marine Energy Converters
- Kim T-S, Lee H-G, Park I-K, Lee Y-W, Kinoue Y, Setoguchi T. (2000) Numerical Analysis of impulse turbine for wave energy conversion. 10th ISOPE, Seattle, WA.
- Knapp W, Holme'n E, Schilling R. (2000) Considerations for water turbines to be used in wave energy converters. 4th EWEC, Aalborg, Denmark.
- Kofoed, J. P., Vicinanza, D., Osaland E. (2006). "Estimation of design wave loads on the SSG WEC pilot plant based on 3-D model tests", 16th International Conference ISOPE, San Francisco, California, USA.
- Kofoed, J.P., "Wave Overtopping of Marine Structures - Utilization of Wave Energy", 2002
- Lee H-G, Kim J-H, Lee Y-W, Setoguchi T, Kang C-S. (2000) Numerical analysis of flow characteristics in a wells turbine for wave power conversion. 10th ISOPE, Seattle, WA.
- Lewis, T., (1999), "A strategic review of the wave energy resource in Ireland", "Wave Energy-Moving towards commercial viability, IMECHE Seminar, London, UK.

- Margheritini, L., Vicinanza, D., Frigaard P. (2009). "Seawave Slot-cone Generator Overtopping Performance in 3D Conditions ", 18th International Conference ISOPE, Vancouver, BC, Canada.
- Margheritini, L., Vicinanza, D., Frigaard P. (2009). "SSG wave energy converter: design, reliability and hydraulic performance of an innovative overtopping device", Journal of Renewable Energy ISSN: 0960-1481, vol. 34, pp. 1371-1380.
- Margheritini, L., Vicinanza, D., Kofoed, J. P. (2007). "Hydraulic characteristics of seawave slot-cone generator pilot plant at Kvitsøy (Norway)", Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference - EWTEC2007, Porto, Portugal.
- Masuda Y, Kuboki T, Ravindrum M, Pathak AG, Jayashankar V, Liang X. (1999) Development of a Backward Bent Duct Buoy (BBDB). 9th ISOPE, Brest, France.
- Masuda, Y., (1972) Study of wave activated generator and future view as an island power source. 2nd International Ocean Development Conference, Preprints.
- McCormick M. (1978) Wave energy conversion in a random sea. Proc. 13th Intersociety Energy Conversion Conf., San-Diego, U.S.A.
- McCormick M., (1981) Ocean wave energy conversion. Wiley.
- Mollison D, Pontes M.T., (1992), Assessing the Portuguese wave-power resource. Energy, 17. Pergamon Press, pp. 255-268.
- Musial W., Butterfield S., Boone A., 2004. Feasibility of Floating Platform Systems for Wind Turbines, To be presented at the 23ASME Wind Energy Symposium Reno, Nevada January 5–8, (downloadable from www.nrel.gov/docs/fy04osti/34874.pdf)
- Nielsen K, Meyer NI. (1998) The Danish Wave Energy Programme. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Pontes, M.T., Athanassoulis G.A., Barstow S., Bertotti L., Cavaleri L., Holmes B, et al., (1998) The European Wave Energy Resource. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Rademakers L, Van Schie RG, Schuttema R, Vriesema B, (1998) Gardner F. Physical model testing for characterizing the AWS. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Ravindran M, Pathak AG, Koola PM, Latha G. (1995) Indian wave energy program—progress and future plans. 2nd EWEC, Lisbon, Portugal.
- Rousseau, N., Rosa-Clot, M., Danos, F., (2010), Deliverable 9.1, Report on the state of ocean energy in Europe: technologies, test sites, and joint projects. Equimar Project <http://www.equimar.org/equimar-project-deliverables.html>
- Ruol, P., Zanuttigh, B., Kofoed, J. P., Martinelli, L. & P. Frigaard, 2010. Near-shore floating wave Energy converters: benefits for coastal protection, Proceedings Of The International Conference On Coastal Engineering, No. 32(2010), Shanghai, July China. Paper #: structures 6.1. <http://journals.tdl.org/ICCE/>.
- Scott, K., (1965) Electricity from the wave. Sea Frontiers.
- The Medatlas Group: Gaillard P., P. Ravazzola, Ch. Kontolios, L. Arrivet, G. A. Athanassoulis, Ch. N. Stefanakos, Th. P. Gerostathis, L. Cavaleri, L. Bertotti, M. Sclavo, E. Ramieri, L. Dentone, C. Noel, C. Viala, and J.-M. Lefevre (2004). Wind and Wave Atlas of the Mediterranean Sea, pp. 420.
- Thorpe TW., (1992), "A review of wave energy". ETSU-R-72
- Thorpe TW., (2000) "The wave energy programme in the UK and the European Wave Energy Network." 4th EWEC, Aalborg, Denmark.
- Van der Meer, J. W. 2002. Wave run-up and wave overtopping at dikes. Technical Report of the Technical Advisory Committee on Water Defences (TAW) in the Netherlands.
- Vicinanza, D., Frigaard, P. (2008). "Wave pressure acting on a seawave slot-cone generator", Coastal Engineering, ISSN: 0378-3839, vol. 55 , pp. 553–568.

- Vicinanza, D., Margheritini, L. & B. Zanuttigh, Castagnetti, M. Contestabile, P. 2010. Interazione onda struttura in un dispositivo di conversione dell'energia da onda a trascinamento e problematiche progettuali, Atti IDRA2010, Settembre 2010, Palermo, su CD.
- Vicinanza, D., Margheritini, L., Contestabile, P., Kofoed, J. P., Frigaard, P. (2008). "Seawave Slot-cone Generator: an innovative caisson breakwaters for energy production", 31st International Conference on Coastal Engineering, Hamburg, Germany.
- Walton Bott., A.N., Hailey, J.F.M., Hunter, P.D., (1978) The Mauritius Wave Energy project—research results and proposed outline design. Proceedings International Symposium on Wave & Tidal Energy, Canterbury.
- Wei L, Qiucheng S. (1998) Analysis on the wave power resources of 100 kW shoreline wave power station at Zhelang. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Yadda AH, Tjokronegoro HA, Soenarko B, Soemintapoera K, Sawamoto M. (1998) Mathematical model of an onshore OWC wave power absorber using water valve. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Zanuttigh, B., Angelelli, E., Castagnetti, M., Kofoed, J. P., Martinelli L. & L. Clausen, 2011. Hydrodynamics around DEXA devices and implications for coastal protection. Proc. EWTEC 2011, Southampton, 5-9 Settembre 2011.
- Zanuttigh, B., L. Martinelli, Castagnetti, M., P. Ruol, J. P. Kofoed, P. Frigaard, 2010. Integration of wave energy converters into coastal protection schemes, Proc. ICOE2010, Ottobre 2010, Bilbao, Spagna, su CD.
- Zanuttigh, B., Margheritini L., Gambles, L. & L. Martinelli, 2009. Analysis of wave reflection from wave energy converters installed as breakwaters in harbours, Proc. EWTEC 2009.
- Zhi Y, Yage Y, Niandong J. (1998) Preliminary design and construction method of 100 kW pilot wave power station in China. 3rd EWEC, Patras, Greece.
- Zhokov V. (1998) The concept of the sea wave energy converter as an auxiliary energy supplier on ship board. 3rd EWEC, Patras, Greece.