

REPORT TECNICO

relativo al Progetto DIGITALMED - *Digital Platform for Management of Renewable Energies Marine Resource Data in Mediterranean sea* - inserito nel BANDO a CASCATA progetto “Network 4 Energy Sustainable Transition (NEST)”, Codice progetto PE0000021, CUP D93C22000900001 finanziato nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, Missione 4 “Istruzione e ricerca” – Componente 2 “Dalla ricerca all’impresa” – Investimento 1.3, finanziato dall’Unione europea – NextGenerationEU.

Work Package 3: DATA ANALYSIS AT SITES a cura del Dipartimento di Ingegneria dell’Università degli studi della Campania “Luigi Vanvitelli”.

Il presente documento riflette l’opinione, gli studi ed i risultati delle ricerche del personale tecnico-scientifico coinvolto, e non è di natura vincolante.

Indice

1. INTRODUZIONE.....	6
2. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI EOLICI FLOTTANTI.....	8
2.1 FONDAZIONI GALLEGGIANTI PER TURBINE EOLICHE OFFSHORE: POTENZIALITÀ E SFIDE	8
2.2 EVOLUZIONE TECNOLOGICA E STATO DELL'ARTE	9
2.3 PRINCIPALI TIPOLOGIE DI FONDAZIONI GALLEGGIANTI.....	9
2.4 PROSPETTIVE ECONOMICHE E DI MERCATO	10
2.5 FONDAZIONI FISSE E LIMITI DI PROFONDITÀ.....	11
2.6 ESEMPI E SVILUPPI RECENTI.....	11
2.7 ASPETTI AMBIENTALI E ANCORAGGI.....	11
2.8 MATERIALE E METODO	14
2.9 RISULTATI.....	15
3. OPZIONI TECNOLOGICHE PER LE WAVE ENERGY FARMS.....	18
3.1 MATERIALE E METODO	18
3.1.1 Criteri di selezione.....	18
3.2 RISULTATI.....	21
4. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI SOLARI FLOTTANTI	23
4.1 METODO.....	23
4.1.1 Principali configurazioni tecnologiche.....	23
4.1.2 Criteri di selezione.....	24
4.2 RISULTATI.....	25
5. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA DELLE CORRENTI MARINE FLOTTANTI.....	28
5.1 METODO.....	28
5.1.1 Tipologie principali.....	28
5.1.2 Criteri di selezione.....	29
5.1.3 Logica di selezione.....	29
5.2 RISULTATI.....	30
6. FATTIBILITÀ ECONOMICA DELL'INSTALLAZIONE DI PARCHI EOLICI OFFSHORE FLOTTANTI.....	35
6.1 MATERIALE E METODO	35
6.1.1 Dati meteomarini.....	35
6.1.2 Distanza dal porto Hub e Classi di distanza	36
6.1.3 Classi di profondità	37
6.1.4 Vento a 150 m	38

6.1.5	Cut-on e Cut-off	38
6.1.6	Curve di efficienza	38
6.1.7	Calcolo della produzione.....	40
6.1.8	Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo	41
6.1.9	Costo della turbina eolica	41
6.1.10	Costo della piattaforma galleggiante.....	42
6.1.11	Costo degli Ancoraggi	42
6.1.12	Costo degli Ormeggi	43
6.1.13	Costo per Installazione & Logistica.....	43
6.1.14	Costo dei servizi di Ingegneria e affini	43
6.1.15	Costo degli imprevisti	44
6.1.16	Decommissioning	45
6.1.17	CAPEX	45
6.1.18	OPEX	45
6.1.19	ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI.....	46
6.1.20	LCOE	47
6.1.21	PAYBACK	47
6.2	<i>RISULTATI</i>	48
7.	<i>FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA</i> ...	52
7.1	<i>MATERIALE E METODO</i>	52
7.1.1	Dati meteomarini.....	53
7.1.2	Distanza dal porto Hub e Classi di distanza	53
7.1.3	Classi di profondità	54
7.1.4	Calcolo della produzione.....	54
7.1.5	Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo	55
7.1.6	Costo dei dispositivi.....	55
7.1.7	Costo della piattaforma galleggiante	56
7.1.8	Costo degli Ancoraggi.....	56
7.1.9	Costo degli Ormeggi	57
7.1.10	Costo per Installazione & Logistica.....	58
7.1.11	Costo dei servizi di Ingegneria e affini	58
7.1.12	Costo degli imprevisti	59
7.1.13	Decommissioning	59
7.1.14	CAPEX	59
7.1.15	OPEX	60
7.1.16	ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI.....	61

7.1.17	LCOE	61
7.2	<i>RISULTATI</i>	62
8.	<i>FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI FOTOVOLTAICI OFFSHORE</i>	69
8.1	<i>MATERIALE E METODO</i>	69
8.1.1	Dati meteomarini.....	69
8.1.2	Distanza dal porto Hub e Classi di distanza	70
8.1.3	Classi di profondità	71
8.1.4	Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo	71
8.1.5	Costo dell'impianto flottante.....	72
8.1.6	Costo degli Ancoraggi.....	72
8.1.7	Costo degli Ormeggi	73
8.1.8	Costo per Installazione & Logistica	73
8.1.9	Costo dei servizi di Ingegneria e affini.....	74
8.1.10	Costo degli imprevisti	74
8.1.11	Decommissioning	75
8.1.12	CAPEX	75
8.1.13	OPEX	75
8.1.14	ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI.....	76
8.1.15	LCOE	77
8.1.16	PAYBACK	77
8.2	<i>RISULTATI</i>	78
9.	<i>FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI ENERGETICI DA CORRENTI MARINE</i>	80
9.1	<i>MATERIALE E METODO</i>	80
9.1.1	Dati meteomarini.....	80
9.1.2	Distanza dal porto Hub e Classi di distanza	81
9.1.3	Classi di profondità	82
9.1.4	Calcolo della produzione.....	83
9.1.5	Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo	83
9.1.6	Costo della turbina marina	84
9.1.7	Costo degli Ancoraggi.....	84
9.1.8	Costo degli Ormeggi	85
9.1.9	Costo per Installazione & Logistica	85
9.1.10	Costo dei servizi di Ingegneria e affini	86
9.1.11	Costo degli imprevisti	86
9.1.12	Decommissioning	87
9.1.13	CAPEX	87

9.1.14	OPEX	87
9.1.15	ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI.....	88
9.1.16	LCOE	89
9.1.17	PAYBACK	89
9.2	<i>RISULTATI</i>	90
10.	<i>LIMITAZIONI DELLO STUDIO</i>	92

1. INTRODUZIONE

Questa relazione ha lo scopo di rappresentare i principali output del Work Package 3 e quindi, in ordine ad i) analizzare e proporre le opzioni tecnologiche più adeguate e ii) valutare la fattibilità economica dell'installazione di per lo sviluppo di

- parchi eolici offshore flottanti (Floating Offshore Wind Farm, FOWF)
- parchi per l'estrazione del potenziale ondoso
- parchi fotovoltaici offshore flottanti
- parchi di conversione dell'energia delle correnti marine flottanti.

Le valutazioni sono riferite a quindici siti italiani, appartenenti all'insieme dei 22 punti già descritti nel report attività del WP2 (a cui si rimanda per inquadramento e descrizione dei siti), ovvero: Pantelleria, Carloforte, Mazara Del Vallo, Mid Sardinia, Bosa Marina, South Sardinia, Monopoli, Rosignano Solvay, Gargano, Ancona, Alghero, Otranto, Ortona, Napoli, Ragusa.

Le coordinate e la profondità di riferimento dei suddetti siti è riportata in tabella ed in figura seguenti.

SITO	Latitudine [° N]	Longitudine [° E]	Profondità [m]
PANTELLERIA	36.80	11.90	464
CARLOFORTE	39.00	8.00	266
MAZARA DEL VALLO	37.40	12.35	74
MID SARDINIA	39.50	8.00	650
BOSA MARINA	40.00	8.05	169
SOUTH SARDINIA	38.65	8.60	181
MONOPOLI	41.00	17.50	122
ROSIGNANO SOLVAY	43.20	10.10	145
GARGANO	41.65	16.45	64
ANCONA	43.70	13.70	52
ALGHERO	40.95	7.90	153
OTRANTO	39.80	18.70	551
ORTONA	42.40	14.50	88
NAPOLI	40.83	14.27	38
RAGUSA	36.55	14.40	112



Figura 0 – Inquadramento dei siti studio italiani. Sono evidenziati i contorni delle zone economiche esclusive.

2. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI EOLICI FLOTTANTI

Per lo studio dei parchi eolici offshore flottanti (Floating Offshore Wind Farm, FOWF) ci si è riferiti prioritariamente ai seguenti dati:

- profondità del fondale,
- altezza d'onda di progetto,
- distanza dal porto (logistica),
- potenza media,
- condizioni meteo-marine generali.

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito.

2.1 Fondazioni galleggianti per turbine eoliche offshore: potenzialità e sfide

Alcuni dei principali mercati mondiali, come Giappone e Stati Uniti, dispongono di spazi limitati per lo sviluppo dell'eolico offshore in acque basse. In questo contesto, l'introduzione delle fondazioni galleggianti potrebbe rappresentare un punto di svolta per l'intero settore.

Le piattaforme galleggianti offrono all'industria eolica due vantaggi fondamentali:

1. Accesso a siti in acque profonde: Oltre i 50 metri di profondità, queste soluzioni consentono di sfruttare aree marine estese, caratterizzate da venti più intensi e costanti, spesso vicine ai centri di consumo. Per i Paesi con piattaforme continentali strette, le fondazioni galleggianti rappresentano l'unica alternativa concreta per sviluppare parchi eolici offshore su scala significativa.
2. Semplificazione dell'installazione: In acque di profondità intermedia (30–50 m), nel lungo periodo le strutture galleggianti possono diventare economicamente competitive rispetto alle fondazioni fisse. Ciò grazie alla possibilità di standardizzare i progetti, ridurre i costi di produzione e utilizzare navi di installazione più leggere ed economiche. Inoltre, dal punto di vista ambientale, le fondazioni galleggianti presentano vantaggi significativi, poiché riducono l'impatto sul fondale marino durante l'installazione.

2.2 Evoluzione tecnologica e stato dell'arte

Le fondazioni galleggianti hanno già dimostrato la loro efficacia in contesti marini complessi. Le basi teoriche di questa tecnologia derivano dall'esperienza maturata nell'industria oil & gas, dove strutture simili sono utilizzate da decenni. Tuttavia, l'adattamento di tali sistemi all'eolico offshore richiede modifiche progettuali per gestire le dinamiche specifiche delle turbine eoliche, come le sollecitazioni cicliche e il comportamento aerodinamico del rotore.

Questa evoluzione ricalca, in parte, il percorso di sviluppo delle fondazioni fisse — dai monopali alle giacche fino alle basi di gravità. La commercializzazione dei parchi eolici galleggianti è prevista tra il 2020 e il 2025, e numerosi prototipi su scala reale sono già operativi.

Il primo parco eolico galleggiante commerciale, con una capacità complessiva di 30 MW e installato a oltre 100 metri di profondità al largo della Scozia, è entrato in funzione nel 2017. Entro il 2020, si prevedeva la validazione su scala reale di almeno tre-cinque nuovi concept di fondazione, ciascuno con turbine di potenza superiore a 2 MW.

2.3 Principali tipologie di fondazioni galleggianti

Attualmente, esistono tre principali configurazioni di piattaforme galleggianti per turbine eoliche offshore (Fig. 1):

- Spar-buoy: struttura cilindrica lunga e stretta, stabilizzata dal peso nella parte inferiore; adatta a grandi profondità.
- Semisommersibile: piattaforma composta da più colonne galleggianti, ancorata con cavi; molto versatile e stabile.
- Tension Leg Platform (TLP): piattaforma vincolata al fondale con cavi in tensione; offre elevata rigidità verticale.

Sono inoltre in fase di studio varianti ibride, comprese soluzioni che prevedono più turbine su un'unica fondazione.



Figura 1. Offshore wind floating foundation concepts (Fonte: IRENA)

2.4 Prospettive economiche e di mercato

Affinché i sistemi eolici galleggianti abbiano un impatto rilevante sul mercato energetico globale, è necessario ridurre i costi e aumentarne la diffusione. Se il ritmo di adozione dovesse rimanere limitato, la filiera industriale non riuscirebbe a consolidarsi, rallentando il processo di riduzione del LCOE (Levelized Cost of Energy) e rendendo difficile la competizione con altre fonti rinnovabili.

Come per ogni tecnologia emergente, esiste una forte correlazione tra crescita della domanda e abbattimento dei costi: solo con un aumento dei volumi produttivi sarà possibile ottenere economie di scala e un abbattimento strutturale dei costi di installazione.



2.5 Fondazioni fisse e limiti di profondità

Le turbine eoliche offshore più diffuse attualmente sono quelle con fondazioni a monopalo, adatte a profondità inferiori ai 40 metri (Chen & Kim, 2022; Díaz et al., 2022). Alla fine del 2016, circa l'81% delle turbine offshore europee era installato su questo tipo di fondazione.

Con il progresso tecnologico, sono stati introdotti altri modelli (tripodi, jacket, basi di gravità) che permettono installazioni fino a 50 metri di profondità (Díaz et al., 2022). Tuttavia, tutte queste configurazioni a base fissa (FB-OWT) risultano economicamente sostenibili solo in acque relativamente basse.

Il parco eolico a fondazioni fisse più profondo al mondo è Seagreen, situato a 59 m di profondità al largo della Scozia (Seagreen Wind Energy, 2023). Oltre questi limiti, le fondazioni fisse diventano tecnicamente complesse e costose, rendendo le turbine galleggianti (F-OWT) la soluzione ideale per sfruttare risorse eoliche a profondità maggiori — fino a 700 metri — e su fondali molli (Wilson et al., 2010; Díaz et al., 2022).

2.6 Esempi e sviluppi recenti

Le F-OWT (Floating Offshore Wind Turbines) presentano vantaggi aggiuntivi:

- non sono soggette a vincoli visivi, acustici o paesaggistici;
- possono essere installate lontano dalla costa, riducendo i conflitti d'uso con la navigazione e la pesca.

Il primo impianto commerciale, Hywind Scotland, è stato inaugurato nel 2017 con 30 MW di potenza a 25 km dalla costa e 110 m di profondità. In seguito, Portogallo, Stati Uniti, Giappone e Corea del Sud hanno avviato i propri programmi di sviluppo.

2.7 Aspetti ambientali e ancoraggi

Dal punto di vista ambientale, le fondazioni galleggianti differiscono da quelle fisse per il minore impatto diretto sul fondale. Tuttavia, è necessario valutare attentamente la progettazione dei sistemi di ancoraggio, che possono includere:

- ancore a peso morto o a trascinamento,





- cassoni a suzione,
- pali o micropali con occhielli,
- piastre sottomarine o ancoraggi dinamici.

La Figura 2b illustra i principali schemi di ancoraggio. I potenziali impatti ambientali includono la perdita locale di habitat bentonici, modifiche nei processi sedimentari e rischi di corrosione. È quindi fondamentale integrare ogni progetto con una Valutazione di Impatto Ambientale (EIA) accurata, in linea con le direttive europee e nazionali.

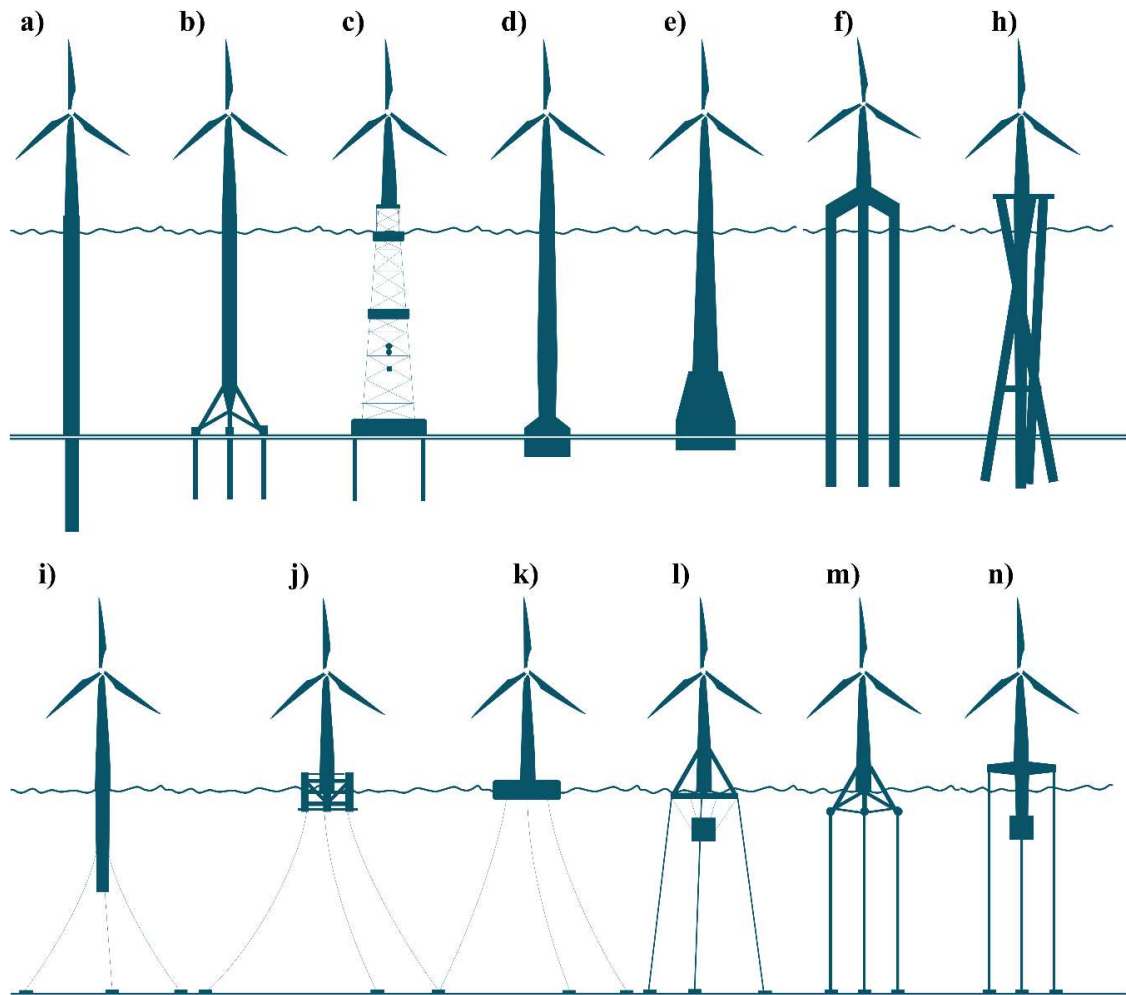


Figura 2a. Uno schema dei diversi tipi di OWTs. Turbine eoliche offshore a fondazione fissa: a) Monopalo, b) Traliccio, c) Giacca, d) Cassone a suzione, e) Base a gravità, f) Tripile, g) Traliccio a spirale. Turbine eoliche offshore galleggianti: h) Boa a vela, i) Semisommersibile, j) Chiatta, k) Galleggiante pendolare, l) Piattaforma a tensione di appoggio, m) Spar avanzato.

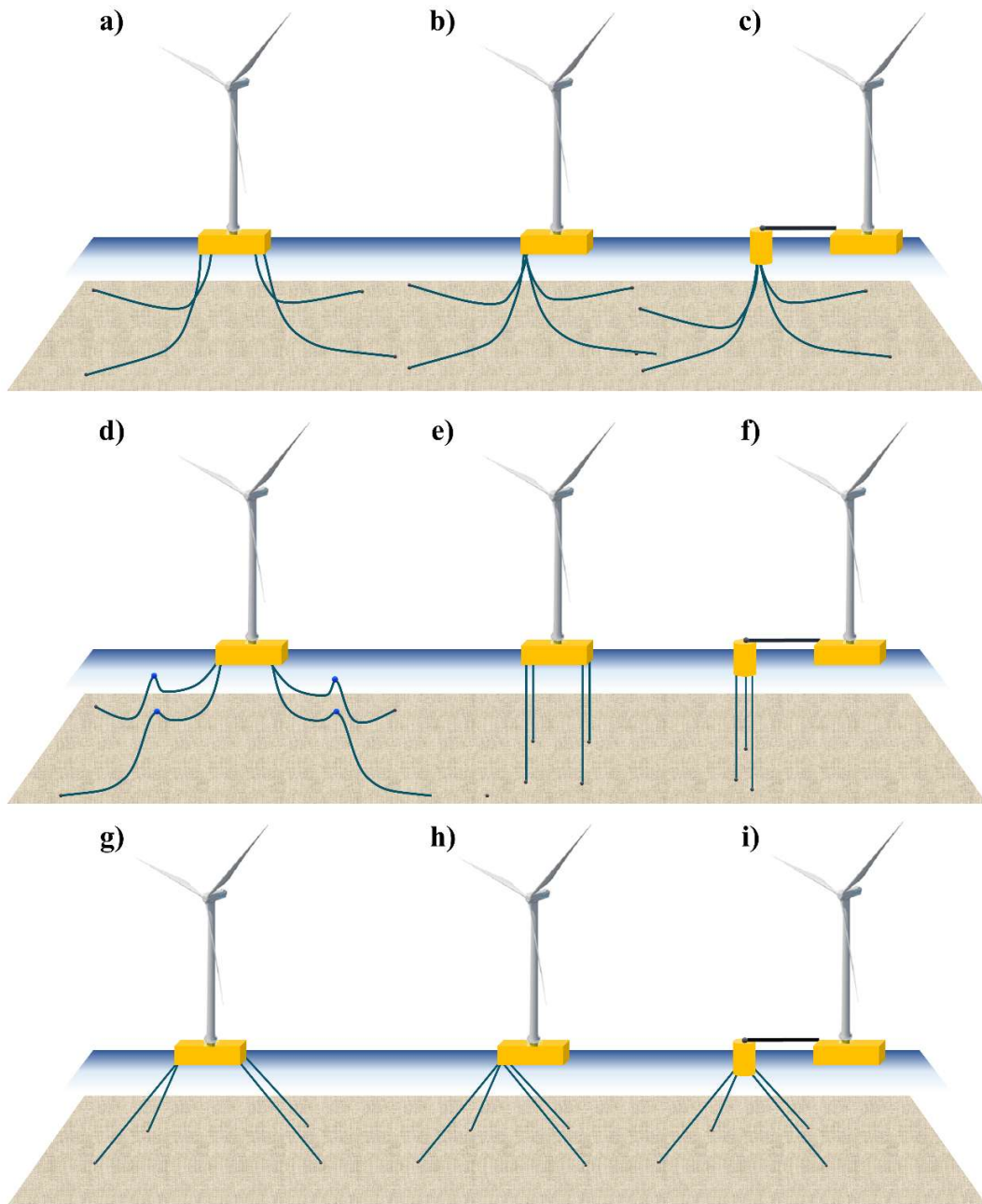


Figura 2b. Uno schema dei diversi tipi di profili di ancoraggio per F-OWTs: a) multi-catenario; b) torretta multi-catenaria; c) catenaria dell'ancoraggio della gamba; d) boa intermedia; e) gamba tesa; f) ancoraggio a gamba singola; g) diffusione tesa; h) torretta tesa; i) catenaria dell'ancoraggio teso.

2.8 MATERIALE E METODO

È stata definita una Logica del processo di selezione. L'analisi del sito costituisce la prima fase del processo di selezione della fondazione e del sistema di ormeggio per una piattaforma eolica offshore. In questa fase vengono raccolti e analizzati tutti i dati relativi alle caratteristiche del luogo di installazione, comprendendo informazioni batimetriche, geotecniche, meteo-marine e relative alla risorsa eolica disponibile. Ad esempio, nel caso del sito di Pantelleria, si rileva una profondità del fondale pari a circa 460 metri, un'altezza significativa d'onda (H_s) di 7,4 metri e un vento medio di intensità elevata, elementi che influiscono direttamente sulla scelta del tipo di fondazione e del sistema di ancoraggio.

Successivamente, si procede alla determinazione della fascia di profondità, parametro essenziale per individuare la tipologia di piattaforma più adatta. In generale, per profondità inferiori a 50 metri si adottano fondazioni fisse, mentre per valori compresi tra 50 e 150 metri risultano più indicati i sistemi semisommersibili. Nelle aree con profondità comprese tra 150 e 300 metri si preferiscono soluzioni del tipo Spar-buoy, mentre oltre i 300 metri, fino a circa 500 metri, si rendono necessari sistemi più complessi come le Tension Leg Platform (TLP), in grado di garantire stabilità anche in acque molto profonde.

La terza fase riguarda la valutazione logistica e ambientale del sito. In questa fase si verifica la presenza di infrastrutture portuali adeguate, in particolare porti con fondali sufficientemente profondi per consentire le operazioni di assemblaggio e trasporto delle piattaforme. Si analizzano inoltre le caratteristiche del fondale marino per accertare la compatibilità con sistemi di ancoraggio a suzione o con catenarie tradizionali, valutando anche eventuali criticità legate alla morfologia o alla natura dei sedimenti. Parallelamente, si considerano i vincoli ambientali e paesaggistici, come la presenza di aree marine protette o limitazioni di tipo visivo, che possono influenzare l'ubicazione e l'estensione del parco eolico.

Segue quindi l'analisi economica, che consiste nel confronto tra i costi di investimento iniziale (CAPEX) e quelli di esercizio e manutenzione (OPEX) con l'energia producibile stimata per ciascuna configurazione. L'obiettivo è individuare la soluzione in grado di garantire il costo livellato dell'energia (LCOE) più basso possibile, mantenendo al contempo adeguati livelli di sicurezza strutturale e di affidabilità operativa.

Infine, si passa alla scelta finale e alla validazione tecnica della soluzione individuata. In questa fase viene selezionata la tipologia di fondazione e sistema di ormeggio più idonea alle condizioni del sito e si procede con un'analisi dettagliata della stabilità, dell'ancoraggio, della risposta dinamica della piattaforma e della resistenza a fatica dei componenti. Completano il processo la

definizione dei requisiti di installazione e dei piani di manutenzione, necessari per assicurare la durabilità e l'efficienza dell'impianto nel lungo periodo.

2.9 RISULTATI

Nel Mar Mediterraneo, i fattori chiave sono:

- profondità elevate già a breve distanza dalla costa;
- moto ondoso moderato ma costante;
- fondali prevalentemente sabbiosi o fangosi;
- assenza di grandi maree o correnti forti;
- porti mediamente poco profondi (<20 m).

Questi elementi portano a una preferenza netta per le piattaforme semisommersibili, perché:

- possono essere preassemblate e varate in porto,
- sono stabili anche in mari moderati,
- richiedono ancoraggi leggeri (catenarie o suzione),
- permettono facile rimorchio per manutenzione.

Per profondità >300 m (come Pantelleria e Otranto), si valutano anche TLP o Spar-buoy, ma solo se la logistica lo consente (porti profondi o installazione offshore dedicata). La tabella di sintesi è la seguente.

Sito	Profondità (m)	Fondazione consigliata	Esempio reale o analogo
Pantelleria	464.00	TLP / Spar-buoy	PelaStar TLP, Hywind
Carloforte	266.00	Spar-buoy o Semisommersibile	Hywind / WindFloat
Mazara del Vallo	74.00	Semisommersibile	Ideol Floatgen

Mid Sardinia	650.00	TLP (solo sperimentale)	HexaFloat
Bosa Marina	169.00	Semisommergibile	WindFloat
South Sardinia	181.00	Semisommergibile	Ideol Floatgen
Monopoli	122.00	Semisommergibile	WindFloat
Rosignano Solvay	145.00	Semisommergibile	Floatgen
Gargano	64.00	Semisommergibile / barge leggera	WindFloat light
Ancona	52.00	Semisommergibile	Floatgen
Alghero	153.00	Semisommergibile	WindFloat
Otranto	551.00	TLP	PelaStar
Ortona	88.00	Semisommergibile	Ideol
Napoli	38.00	Giacca o barge ibrida	Near-shore prototype
Ragusa	112.00	Semisommergibile	WindFloat

Va tuttavia segnalato che non esistono porti con bacini abbastanza profondi da consentire la realizzazione di spar, a meno che questi non vengano costruiti e varati in orizzontale. Questo implica che la soluzione “spar” è difficilmente percorribile e lascia spazio al TLP.

Per quanto concerne gli ancoraggi, sono state fatte delle considerazioni preliminari che hanno fornito una primaria caratterizzazione degli stessi. Per tutti i siti sono state valutate come possibilità quelle delle suction anchors, escludendo volutamente ipotesi potenzialmente migliori ma ancora in fase sperimentale. Il numero delle linee di ancoraggio, il diametro e la profondità di infissione delle ancore a suzione sono specificati nella tabella seguente.



Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDAINIA	BOSA MARINA	SOUTH SARDAINIA	MONPOLI	ROSIGLIANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (migliaia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Hrms	0.78	0.83	0.70	0.78	0.75	0.75	0.43	0.48	0.42	0.40	0.78	0.70	0.38	0.31	0.65
Hsmedia	1.11	1.17	1.00	1.10	1.07	1.05	0.60	0.67	0.60	0.56	1.11	0.99	0.54	0.44	0.92
Hs,max	7.44	7.70	5.71	7.29	7.15	6.49	4.48	5.35	4.36	4.72	7.44	5.62	4.79	4.73	5.68
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.30	9.63	7.14	9.11	8.94	8.11	5.61	6.69	5.45	5.90	9.30	7.02	5.99	5.91	7.10
Linee di ancoraggio	6	6	4	6	5	5	4	4	3	3	4	6	3	3	3
Diametro ancora (m)	7	7	5	8	6	6	5	5	4	4	5	7	4	3	4
Profondità di infissione (m)	28	30	15	35	25	25	18	20	10	10	22	32	12	10	15

3. OPZIONI TECNOLOGICHE PER LE WAVE ENERGY FARMS

Per lo studio dei parchi per l'estrazione del potenziale ondoso ci si è riferiti prioritariamente ai seguenti dati:

- profondità del fondale,
- altezza d'onda di progetto,
- distanza dal porto (logistica),
- potenza media (Pmedia),
- condizioni meteo-marine generali.

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito.

3.1 MATERIALE E METODO

3.1.1 Criteri di selezione

I criteri di selezione sono rappresentati nella tabella seguente.

Categoria	Parametro	Rilevanza tecnica	Impatto sulla scelta
Condizioni meteo-marine	Altezza d'onda significativa media (Hs), altezza di progetto, Pmedia (kW/m)	Determina l'energia disponibile nel moto ondoso	Influenza la scala della tecnologia: bassa (nearshore) o alta potenza (offshore)
Batimetria	Profondità media del fondale (m)	Indica la distanza dalla costa e il tipo di installazione possibile	Sceglie fra dispositivi ancorati (shallow) e galleggianti (deep)
Logistica	Distanza dal porto Hub (km/miglia)	Influenza i costi di installazione, manutenzione e connessione elettrica	Penalizza tecnologie che richiedono frequente O&M in siti remoti

Regolarità stagionale	Seasonal Index	Valuta la stabilità del regime ondoso	Favorisce dispositivi con curva di potenza ampia e robusta
Costi e prestazioni	CAPEX, OPEX, capacity factor stimato	Determina il costo livellato dell'energia (LCOE)	Rende confrontabili i siti a parità di potenziale

È stata poi definita una logica di assegnazione tecnologica, secondo 3 aspetti, ovvero della profondità, della potenza media e della logistica (distanza dai porti Hub). Più in dettaglio, i tre aspetti sono stati trattati nel modo seguente.

A. In funzione della profondità

- **Fondali bassi ($\leq 50-70$ m):**
Consentono ancoraggi rigidi e strutture integrate alla costa → *Oscillating Wave Surge Converter (WaveRoller)* o *OWC costieri* (Mutriku, OBREC).
- **Fondali medi (50–200 m):**
Permettono installazioni semi-offshore → *Attenuator* (Pelamis), *Submerged Pressure Differential* (CETO).
- **Fondali profondi (> 200 m):**
Richiedono sistemi galleggianti → *Point Absorber offshore* (PowerBuoy).

B. In funzione della potenza media

- **$P_{media} < 3$ kW/m:**
Risorsa debole → tecnologie nearshore o integrate in infrastrutture portuali.
- **$P_{media} 3-7$ kW/m:**
Risorsa media → tecnologie semi-offshore.
- **$P_{media} > 7$ kW/m:**
Alta energia → tecnologie offshore flottanti di grande scala.

C. In funzione della logistica

- **Distanze > 400 km dai porti Hub:**
Favoriscono sistemi autonomi e a bassa manutenzione.
- **Distanze < 200 km:**
Consentono tecnologie che richiedono manutenzione regolare.

Sinteticamente, i criteri di selezione sono sintetizzati nella tabella seguente.

	Fattore	Intervallo ideale	Tipo di tecnologia consigliata
BATIMETRICO	Fondale < 50 m	molto basso	Overtopping, Oscillating Wave Surge, OWC
	Fondale 50–200 m	medio	Attenuator, Submerged Pressure Differential, Point Absorber (ancorato)
	Fondale > 200 m	profondo	Point Absorber galleggiante o Attenuator offshore
ENERGETICO	$P_{media} < 3 \text{ kW/m}$	bassa energia	dispositivi costieri o nearshore
	$P_{media} 3\text{--}7 \text{ kW/m}$	media energia	WEC di media scala
	$P_{media} > 7 \text{ kW/m}$	alta energia	WEC offshore ad alta potenza

In pratica, gli aspetti batimetrici ed energetici sono stati combinati per individuare – in via prioritaria – la tipologia di WEC da impiegare.

Le tipologie di tecnologie WEC considerate in questo studio sono riportate in tabella seguente.

Tipo	Principio	Profondità ideale	Esempi
Point Absorber	Corpo galleggiante che oscilla verticalmente	50–>500 m	PowerBuoy, Wavebob
Oscillating Water Column (OWC)	Colonna d'acqua che comprime aria in una turbina	10–50 m	Mutriku (Spagna), Islay LIMPET
Attenuator (lineare)	Struttura lunga e articolata che si piega con le onde	>50 m	Pelamis, WaveStar
Oscillating Wave Surge Converter	Braccio oscillante ancorato al fondo	10–30 m	Oyster, WaveRoller
Overtopping Device	Bacino sopraelevato con turbine a caduta	costiero	Wave Dragon, OBREC

Submerged Pressure Differential	Dispositivo		
	sommerso che	20–50 m	CETO, Archimedes
	sfrutta variazioni di pressione		Wave Swing

3.2 RISULTATI

La metodologia ha dato luogo alla individuazione di n. 3 categorie di siti: Ad alto, medio e basso potenziale.

I siti ad alto potenziale (offshore profondo) sono quelli di Pantelleria, Carloforte, Mid Sardinia, Alghero, Otranto. Qui le condizioni vedono una P_{media} 8–9.5 kW/m, con onde fino a 9–10 m, ed una profondità >250 m. Per tali siti le tecnologie consigliate sono risultate: *Point Absorber offshore* o *Attenuator* (Pelamis, PowerBuoy). La motivazione può spiegarsi dal fatto che siti ad Alta energia, ma con installazioni distanti e profonde, implicano necessità di dispositivi galleggianti autonomi. Le criticità principali sono costi di connessione e O&M elevati. Per contro, tali siti hanno un ottimo potenziale sperimentale.

I siti a medio potenziale (fondali medi) sono costituiti da Bosa Marina, South Sardinia, Rosignano, Ragusa. Le condizioni di mare sono caratterizzate da P_{media} 4–8 kW/m e profondità 100–180 m. Le tecnologie proposte sono del tipo *Attenuator* o *Submerged Pressure Differential* (Pelamis, CETO). Infatti, fondali sufficienti per strutture semi-offshore, buon livello di potenza e logistica non estrema, lasciano prediligere tali tipologie di convertitori. Le criticità principali sono la necessità di ottimizzazione del capacity factor tramite orientamento e configurazione dei moduli.

Per i siti nearshore (fondali <100 m) a bassa energia (Mazara del Vallo, Gargano, Ancona, Napoli, Ortona, Monopoli), vedono ridotti livelli di potenza ondosa (P_{media} 1.4–5.7 kW/m). Lo studio indica che tecnologie quali *Oscillating Wave Surge* o *OWC costieri* (WaveRoller, OBREC), possono essere le più competitive, grazie ai costi di manutenzione bassi e la possibilità di integrazione con infrastrutture costiere. Per contro, la criticità è rappresentata da un basso rendimento.

I risultati sono riportati nella tabella seguente.



Sito	Profondità_media_fondale_m	Distanza_porto_Hub_km	Pmedia_kw_per_m	Altezza_onda_progetto_m	Hs_max	Seasonal_Index	Tecnologia_consigliata	Esempio_commerciale
PANTELLERIA	464	426	9.2	9.3	7.4	1.1	Point Absorber offshore	PowerBuoy / OPT
CARLOFORTE	266	835	9.6	9.6	7.7	1.0	Point Absorber offshore	PowerBuoy / OPT
MAZARA DEL VALLO	74	394	5.7	7.1	5.7	1.2	Submerged Pressure Differential / Attenuator	CETO / Pelamis
MID SARDINIA	650	906	9.0	9.1	7.3	0.9	Point Absorber offshore	PowerBuoy / OPT
BOSA MARINA	169	954	8.6	8.9	7.2	0.9	Attenuator / Submerged Pressure Differential	Pelamis / CETO
SOUTH SARDINIA	181	791	7.1	8.1	6.5	1.1	Attenuator / Submerged Pressure Differential	Pelamis / CETO
MONOPOLI	122	361	1.7	5.6	4.5	1.0	Point Absorber / Oscillating Wave Surge	PowerBuoy / WaveRoller
ROSIGNANO SOLVAY	145	748	2.2	6.7	5.4	0.8	Point Absorber / Oscillating Wave Surge	PowerBuoy / WaveRoller
GARGANO	64	482	1.6	5.5	4.4	1.2	Oscillating Wave Surge Converter / OWC	WaveRoller / Islay LIMPET
ANCONA	52	796	1.4	5.9	4.7	1.0	Oscillating Wave Surge Converter / OWC	WaveRoller / Islay LIMPET
ALGHERO	153	987	9.2	9.3	7.4	0.8	Attenuator / Submerged Pressure Differential	Pelamis / CETO
OTRANTO	551	204	5.4	7.0	5.6	1.4	Point Absorber offshore	PowerBuoy
ORTONA	88	646	1.5	6.0	4.8	1.1	Oscillating Wave Surge Converter / OWC	WaveRoller / Islay LIMPET
NAPOLI	38	411	1.4	5.9	4.7	1.4	OWC costiero / Oscillating Wave Surge	Mutriku / WaveRoller
RAGUSA	112	165	4.7	7.1	5.7	1.4	Submerged Pressure Differential / Attenuator	CETO / Pelamis



4. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI SOLARI FLOTTANTI

Il fotovoltaico marino flottante (detto anche Marine Floating Photovoltaics – MFPV) è una frontiera emergente delle energie rinnovabili, pensata per installare moduli solari su piattaforme galleggianti in mare aperto o in zone costiere. È una tecnologia che combina strutture galleggianti (pontoni, zattere, catamarani, moduli polimerici o metallici) con pannelli fotovoltaici installati sopra, collegati a inverter e a un sistema di ormeggio/ancoraggio. A differenza del fotovoltaico flottante su acque interne (laghi, bacini idrici), il fotovoltaico marino deve resistere a moto ondosso e mareggiate (Hs fino a 8–10 m), salsedine, corrosione, biofouling, intensi carichi dinamici e torsionali.

Questa sezione ha lo scopo di analizzare e proporre le opzioni tecnologiche più adeguate allo sviluppo di <in determinate località marittime. In particolare, si valuteranno i quindici siti italiani (Pantelleria, Carloforte, Mazara Del Vallo, Mid Sardinia, Bosa Marina, South Sardinia, Monopoli, Rosignano Solvay, Gargano, Ancona, Alghero, Otranto, Ortona, Napoli, Ragusa) selezionati nell'ambito del Progetto DIGITALMED.

Per lo studio ci si è riferiti prioritariamente ai seguenti dati:

- profondità del fondale,
- altezza d'onda di progetto,
- distanza dal porto (logistica).

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito.

4.1 METODO

4.1.1 Principali configurazioni tecnologiche

Da un punto di vista tipologico, il fotovoltaico marino flottante (detto anche Marine Floating Photovoltaics – MFPV) può dividersi in diverse tipologie, sinteticamente riportate in tabella seguente.



Tipo	Descrizione	Vantaggi	Limiti
Pontoni modulari in HDPE o polimeri rinforzati	Strutture galleggianti interconnesse, simili ai sistemi per acque interne ma rinforzate.	Economiche, modulari, facili da assemblare.	Resistenza limitata a onde >2 m — quindi adatte solo a zone costiere riparate (porti, lagune, baie).
Zattere semirigide in acciaio o alluminio	Telai metallici galleggianti, ancorati con catene o cavi elastici.	Maggiore rigidità e resistenza meccanica.	Costi e manutenzione più alti.
Catamarani fotovoltaici (dual-hull)	Due scafi galleggianti con superficie fotovoltaica intermedia.	Stabili, adatti a onde moderate, facilità di rimorchio e manutenzione.	Più complessi da produrre e ancorare.
Piattaforme semisommerse tipo “offshore oil & gas”	Strutture a colonne verticali (spar, semisub) con pannelli sopra.	Adatte a mare aperto e acque profonde (>100 m).	Altissimo costo, ancora sperimentali.
Tethered floating mats (membrane galleggianti)	Film galleggianti flessibili con celle integrate (thin-film).	Peso ridotto, meno impattanti.	Ancora in fase di R&D, bassa efficienza.

Nella relazione che segue non verranno considerati sistemi che includano: Celle bifacciali (per sfruttare riflessione dell’acqua). Inclinazione dinamica (tilting) possibile su alcuni sistemi per massimizzare rendimento e drenaggio acqua.

4.1.2 Criteri di selezione

La scelta dei criteri è derivata dalla necessità di valutare la compatibilità tra le condizioni ambientali di ogni sito (profondità del fondale, altezza d’onda di progetto, distanza dal porto/hub) e le caratteristiche tecniche delle tecnologie MFPV disponibili – in particolare per zone marine costiere o offshore.

La logica di selezione prevede le seguenti regole.



Per profondità < ~80–120 m → *nearshore rigido / catamaran / HDPE* sono tecnicamente e economicamente preferibili.

Per profondità compresa tra 120–300 m → *flottanti più robusti / semisommerse leggeri* o membrane rinforzate a seconda di Hs.

Per profondità superiore a 300 m → *semisommerse / spar / piattaforme offshore* (ancoraggi profondi).

Se $Hs_{max} > \sim 6-7$ m → richiede piattaforma semisommerse o molto robusta; membrane leggere sono a rischio se non specificamente testate.

Se distanza dal porto/HUB è grande: preferire soluzioni modulari facilmente rimorchiabili (catamaran) o sistemi con minori interventi in mare (semisommerse progettate per lunga durata).

Energia potenziale e priorità: Siti con alta energia o motivo industriale (es. Ragusa, Mazara, Monopoli) → puntare su soluzioni più stabili e con più superficie PV (catamaran rigido o semisommerse per massimizzare MW)

4.2 RISULTATI

La tecnologia MFPV migliore per un sito del Mediterraneo è quella che raggiunge il minimo LCOE compatibilmente con le condizioni idrodinamiche e logistiche, mantenendo la stabilità strutturale in condizioni di mare di progetto.

Applicando la metodologia su descritta per i 15 siti, si sono generate raccomandazioni coerenti con le condizioni ambientali, sintetizzate nella tabella seguente.

Sito	Tecn. raccomandata	Motivazione sintetica (profondità / Hs_max / distanza O&M)
PANTELLERIA	Semisommerse (offshore FPV)	Profondità 464 m + Hs_max 7.4 m → struttura semisommersa robusta (spar/semisub) con ancoraggio profondo; O&M remoto.
CARLOFORTE	Semisommerse o Membrane rinforzata	depth 266 m, Hs_max 7.7 m: preferibile semisommerse; membrane solo se testate in sito per onde >6–7 m.



MAZARA DEL VALLO	Catamaran / rigid float (nearshore-offshore ibrido)	depth 74 m & Hs_max 5.7 m → possibile piattaforma rigida o catamaran.
MID SARDINIA	Semisommerse	ùdepth 650 m, Hs_max 7.3 m → solo soluzioni offshore semisommerse/colonnari.
BOSA MARINA	Catamaran / Hydrelío robusto	depth 169 m, Hs_max 7.2 m → preferire struttura rigida o semisommerse per la sicurezza.
SOUTH SARDINIA	Membrane rinforzata / Semisommerse	depth 181 m, Hs_max 6.5 m; valutare membrane solo con protezione anti-mareggiata o semisommerse.
MONOPOLI	Catamaran / Hydrelío (nearshore rigido)	depth 122 m, Hs_max 4.5 m → onde moderate; design catamaran o HDPE rigido.
ROSIGNANO SOLVAY	Hydrelío / HDPE nearshore (o non installare)	bassissima risorsa energetica; solo nearshore in acque protette con HDPE economico.
GARGANO	Hydrelío / Catamaran	depth 64 m, Hs_max 4.4 m → condizioni ottimali per sistemi rigidi/modulari.
ANCONA	Hydrelío / Catamaran (nearshore)	depth 52 m, Hs_max 4.7 m → nearshore HDPE o catamaran, O&M relativamente semplice.
ALGHERO	Hydrelío o catamaran (flottante rigido)	depth 153 m, Hs_max 7.4 m → se esposto a mareggiate considerare semisommerse o rinforzo strutturale.
OTRANTO	Semisommerse / Membrane testate per offshore	depth 551 m e Hs_max 5.6 m → preferibile semisommerse; membrane solo se collaudate per esposizione.
ORTONA	Catamaran / Hydrelío	depth 88 m, Hs_max 4.8 m → nearshore rigido fattibile.
NAPOLI	Hydrelío / nearshore HDPE (port-based demo)	depth 38 m e Hs_max 4.7 m, distanza porto breve → ottimo sito pilota nearshore con HDPE o catamaran per integrazione rapida.
RAGUSA	Catamaran / Semisommerse ibrido	depth 38 m (ma alta energia potenziale) → nearshore catamaran o modular HDPE; semisommerse solo se area esposta.



Il risultato sintetico aggregato è riportato in tabella seguente

Categoria	Tecnologia	Siti assegnati	Criterio dominante
Nearshore economico	Hydrelío / HDPE	Napoli, Rosignano, Gargano, Ancona	Profondità <80 m, Hs <5 m
Nearshore robusto	Catamaran	Mazara, Monopoli, Ragusa, Ortona, Bosa	Hs 5–6 m, profondità 70–150 m
Semi-offshore ibrido	Membrane rinforzata	South Sardinia, Alghero	Hs 6–7 m, profondità 150–200 m
Offshore profondo	Semisommerse / Spar	Pantelleria, Carloforte, Mid Sardinia, Otranto	Hs >7 m, profondità >300 m



5. OPZIONI TECNOLOGICHE PER I PARCHI DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA DELLE CORRENTI MARINE FLOTTANTI

Questa relazione ha lo scopo di analizzare e proporre le opzioni tecnologiche più adeguate per lo sviluppo di parchi di conversione dell'energia delle correnti marine flottanti in determinate località marittime. In particolare, si valuteranno i quindici siti italiani (Pantelleria, Carloforte, Mazara Del Vallo, Mid Sardinia, Bosa Marina, South Sardinia, Monopoli, Rosignano Solvay, Gargano, Ancona, Alghero, Otranto, Ortona, Napoli, Ragusa) selezionati nell'ambito del Progetto DIGITALMED.

Per lo studio ci si è riferiti prioritariamente ai seguenti dati:

- profondità del fondale,
- altezza d'onda di progetto,
- distanza dal porto (logistica).

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito.

5.1 METODO

5.1.1 Tipologie principali

Per lo sfruttamento delle correnti marine, possono essere considerate le seguenti tipologie principali:

- Turbine ad asse orizzontale, simili alle turbine eoliche, con pale che ruotano attorno a un asse orizzontale parallelo alla direzione della corrente. Sono ad oggi considerate quelle a maggior efficienza, ma necessitano di un orientamento preciso verso la corrente.
- Turbine ad asse verticali, in cui l'asse di rotazione è perpendicolare alla direzione della corrente. Possono funzionare con correnti variabili in direzione. Struttura più robusta, ma efficienza leggermente inferiore.
- Turbine a condotto (ducted o Venturi), in cui le pale sono inserite in un condotto che accelera il flusso dell'acqua, progettate per un maggiore rendimento anche con correnti deboli.





- Sistemi oscillanti o ad ala battente, che sfruttano il moto oscillatorio di superfici mobili (simili ad ali). Sono tra i tipi meno diffusi, ma promettenti per ridotto impatto ambientale.

5.1.2 Criteri di selezione

Per i siti oggetto di studio, la profondità del fondale indirizza sicuramente verso tecnologie di tipo flottante.

Una regola, ormai consolidata in letteratura, prevede che:

- per correnti $> 1.8\text{--}2.0$ m/s (**zone molto rapide — es. parti di Gibilterra, Messina**) le turbine ad asse orizzontale di grande taglia sono da preferire per l'efficienza elevata, la tecnologia matura per corrente stabile e diretta.

- per correnti comprese tra $1.0\text{--}1.8$ m/s (**correnti medie, canali stretti o passaggi insulari**), sono da preferire le turbine ad asse orizzontale di taglia media, turbine ducted (con condotto / Venturi). Se la direzione della corrente è variabile, possono impiegarsi anche vertical axis.

Per correnti $< 1.0\text{--}1.2$ m/s (**correnti deboli e variabili — gran parte del Mediterraneo aperto**), i sistemi a condotto (ducted) o dispositivi a “aquilone sottomarino” / underwater kite (es. Minesto Deep Green concept) che sfruttano il movimento relativo per aumentare la velocità apparente sembrano i più promettenti. Queste soluzioni sono indicate quando la densità di potenza è bassa possono impiegarsi sistemi oscillanti per basse velocità.

5.1.3 Logica di selezione

La metodologia vede come candidate soluzioni già scalate per il Mediterraneo (tendenzialmente, perché progettate in origine per contesti di media densità energetica).

Le tecnologie pre-selezionate sono:

- GEMSTAR (Generatore Elettro Marino – Sustainable Tethered Advanced Rotor) è un sistema sviluppato da Seapower srl in collaborazione con l'Università degli Studi di Napoli “Federico II”;
- KOBOLD, sviluppata dal gruppo ADAG – Aircraft Design & AeroFlightDynamics Group dell'Università degli Studi di Napoli “Federico II” insieme alla Ponte di Archimede International S.p.A. a Messina;



Entrambe le soluzioni sono state testate in mare con prototipi in scala. Purtroppo, il coefficiente di potenza della KOBOLD è 0.3 contro lo 0.8 del GEMSTAR. Inoltre, la turbina KOBOLD potrebbe soffrire condizioni di mare molto mosso poiché ha una parte galleggiante fuori acqua (fatto che comunque è da ritenere positivo se si considerano le operazioni di manutenzione, con la possibilità del personale di poter operare “all’asciutto” sulla piattaforma stessa, almeno per quanto concerne l’equipaggiamento elettrico).

La logica di selezione prevede i seguenti step:

- Profondità < ~80–100 m → possibile fondazione fissa (monopile/jacket) per turbine ad asse orizzontale o VAWT grandi; > ~100–150 m → preferire soluzioni flottanti / ancorate / tethered (pontone, galleggiante, tethered kite, GEMSTAR-style).
- Correnti medie molto basse (0.0–0.2 m/s) → preferire device a amplificazione della velocità (ducted/shrouded), foil/kite (Minesto-like) o oscillanti progettati a basse velocità. Dispositivi tradizionali ad alta efficienza richiedono correnti > ~1–1.5 m/s.
- Distanze porto-hub elevate → privilegiare soluzioni con manutenzione ridotta o facile recupero in superficie (tethered con argano, galleggiante con generatore a bordo).
- Hs_max elevati → scegliere piattaforme e ancoraggi progettati per mareggiata; favorire soluzioni che possano essere recuperate in condizioni severe.

5.2 RISULTATI

I risultati sono di seguito riportati per ciascun sito studio.

PANTELLERIA

- Tecnologia primaria: Kite/underwater-kite (Minesto-like) o ducted turbine a bassa velocità.
- Alternativa: Turbina ad asse verticale VAWT a progetto leggero se si trovano micro-hotspots.
- Fondazione: Tethered / ancoraggio profondo (flottante + ancoraggio).
- Note: profondità 464 m → no fondazioni fisse. Corrente media bassa, quindi kite o sistemi che aumentano velocità apparente sono preferibili.



CARLOFORTE

- Tecnologia primaria: Ducted / shrouded turbine modulare o flottante con filare di macchine piccole.
 - Alternativa: Kite se si individuano correnti persistenti $>0.8-1.0$ m/s localizzate.
 - Fondazione: Galleggiante ancorato (pontone) per facilitare O&M (distanza porto elevata).
 - Note: profondità 266 m \rightarrow impossibile fondazione fissa; moderate H_s _max richiedono robustezza.
-

MAZARA DEL VALLO

- Tecnologia primaria: Turbina ad asse orizzontale fixed-bottom (o jacket) + eventualmente file di macchine di taglia media.
 - Alternativa: Ducted turbine se si vuole minore impatto e migliore avviamento a correnti variabili.
 - Fondazione: Fondazione fissa (dato depth 74 m è tecnicamente realizzabile).
 - Note: buon potenziale energetico e velocità massima $0.8 \rightarrow 1.0$ m/s; ottimo candidato a tecnologia più matura.
-

MID SARDINIA

- Tecnologia primaria: Kite/foil o ducted turbine su sistema flottante.
 - Alternativa: Turbine VAWT flottanti se si vuole robustezza alla variabilità di direzione.
 - Fondazione: Flottante ancorato (depth 650 m).
 - Note: profondità molto elevata; correnti medie basse \rightarrow dispositivi che sfruttano leva/portanza.
-

BOSA MARINA

- Tecnologia primaria: Ducted turbine o VAWT su galleggiante ancorato.





- Alternativa: Kite se hotspot locale.
 - Fondazione: Flottante ancorato (depth 169 m).
 - Note: potenziale moderato; preferire soluzioni di facile recupero per O&M.
-

SOUTH SARDINIA

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su galleggiante / GEMSTAR-style (tethered con argano).
 - Alternativa: File di piccole turbine orizzontali su pontone (FRI-EL style) se si trovano sezioni con corrente >1 m/s.
 - Fondazione: Flottante ancorato (depth 181 m).
 - Note: distanza HUB lunga → manutenzione favorita da sistemi recuperabili.
-

MONOPOLI

- Tecnologia primaria: Turbina ad asse orizzontale fixed-bottom o shallow jacket (depth 122 m — borderline ma fattibile).
 - Alternativa: Ducted turbine su fondazione fissa a scopo pilota.
 - Fondazione: Fondazione fissa (o semisommersa) se il sito geotecnico lo permette.
 - Note: densità di energia alta (3.46 kW/m²) → candidato forte per tecnologia matura.
-

ROSIGNANO SOLVAY

- Tecnologia primaria: Non raccomandato per energia di corrente (potenziale molto basso 0.03 kW/m²).
 - Note: velocità praticamente nulla; non è sito commerciale per correnti.
-

GARGANO

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su piattaforma galleggiante o kite se hotspot locale.





- Alternativa: VAWT flottante.
 - Fondazione: Flottante (depth 64 m potrebbe permettere anche jacket leggero ma correnti basse).
 - Note: potenziale moderato; preferire tecnologie a bassa velocità.
-

ANCONA

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su galleggiante a bassa profondità o fondazione fissa se local hotspot con >1 m/s.
 - Alternativa: VAWT su struttura fissa se si trovano aree adatte.
 - Fondazione: possibile fondazione fissa (depth 52 m) — vantaggioso per O&M minore distanza Hub.
 - Note: distanza porto grande → privilegiare soluzioni facili da manutentare.
-

ALGHERO

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su fondazione fissa / jacket (depth 153 m → borderline; preferire flottante se geotecnica sfavorevole).
 - Alternativa: Kite/foil se si vogliono sfruttare i picchi.
 - Fondazione: preferibile flottante ancorata per flessibilità.
 - Note: velocità media bassa ma densità di energia moderata.
-

OTRANTO

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su galleggiante o GEMSTAR-style (tethered con argano).
- Alternativa: VAWT flottante.
- Fondazione: Flottante (depth 551 m troppo profondo per fondazioni fisse).
- Note: buona energia annua stimata → ideale pilota commerciale con sistemi recuperabili.





ORTONA

- Tecnologia primaria: Ducted turbine su fondazione fissa o flottante (depth 88 m — fattibile con jacket).
- Alternativa: Turbina ad asse orizzontale fissa se hot spot locale.
- Fondazione: Possibile fondazione fissa (jacket/monopile) o piattaforma semisommersa.
- Note: Hs_max relativamente contenuto — buona opzione per prototipi fissi.

NAPOLI

- Tecnologia primaria: solo sito pilota per Ducted turbine flottante / GEMSTAR-style (depth 38 m permette anche soluzioni fisse vicino costa ma attenzione a traffico).
- Note: velocità praticamente nulla; non è sito commerciale per correnti.

RAGUSA

- Tecnologia primaria: Turbina ad asse orizzontale fixed-bottom (depth 38 m molto favorevole).
- Alternativa: Ducted turbine per aumentare il rendimento a velocità moderate.
- Fondazione: Fondazione fissa (monopile/jacket).
- Note: buona densità energia (4.35 kW/m²) e forte energia annua → candidato top per installazioni commerciali tradizionali.



6. FATTIBILITÀ ECONOMICA DELL'INSTALLAZIONE DI PARCHI EOLICI OFFSHORE FLOTTANTI

L'obiettivo di questa analisi è valutare la fattibilità economica dell'installazione di parchi eolici offshore flottanti (Floating Offshore Wind Farm, FOWF) nei quindici siti italiani selezionati nell'ambito del Progetto DIGITALMED.

Per lo studio si valuteranno:

- le condizioni del sito (risorsa eolica, clima ondoso, profondità, tipologia del fondale);
- le tecnologie disponibili per fondazioni flottanti, per la taglia dei turbogeneratori, ormeggio;
- alcuni criteri di selezione (distanza dai porti Hub, distanza dai porti per le operazioni di manutenzione, fattibilità, rischi, ambiente)

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito. Per “tecnologie” qui si intende: la taglia di turbina eolica, la tipologia di piattaforma, il tipo di ancoraggio e di ormeggio.

Il processo di selezione è di tipo iterativo: vengono formulate delle ipotesi (basate su primarie assunzioni tecniche che contemplano criteri chiave e poi, per successive iterazioni ed approssimazioni (tentativi controllati volti al miglioramento continuo), si giunge all'obiettivo prefissato: tale obiettivo è stato duale, ovvero il più basso LCOE ed il più alto differenziale tra INCOME ed OUTCOME.

6.1 MATERIALE E METODO

6.1.1 Dati meteomarini

I dati di partenza sono costituiti dal database creato appositamente per il progetto DIGITALMED inerenti i dati meteomarini.

Per questo studio, in particolare, sono state analizzate le serie ondose per ottenere informazioni sintetiche quali l'altezza d'onda di progetto, HD. Tale valore è stato qui definito come $1.25 \times H_{s,max}$, essendo $H_{s,max}$ il massimo valore di altezza d'onda osservato su 10 anni di osservazioni per ciascun sito.

Il database è stato impiegato anche per calcolare le densità di potenza eolica (kWh/anno). Per ciascun sito, sono disponibili le serie orarie di velocità del vento. Ogni volta che si è scelta una tipologia di turbina eolica, cambia la matrice delle potenze. Sono state definite classi di velocità del vento, ed a ciascuna è stato associato un valore di efficienza globale di conversione eolica, basata sui dati forniti dal Costruttore.

In tal modo, è stato possibile calcolare l'energia media prodotta annualmente.

6.1.2 Distanza dal porto Hub e Classi di distanza

Il termine "porto hub eolico" si riferisce a porti che sono stati identificati come nodi strategici per la logistica legata all'eolico, specialmente per l'assemblaggio e la movimentazione di grandi componenti di turbine eoliche, soprattutto offshore.

Come previsto dal Decreto Energia 181 del 2023, è stata avviata la procedura per la individuazione di almeno due porti nel Mezzogiorno per lo sviluppo della cantieristica navale da per la filiera tecnologica dell'eolico offshore in Italia. Tali porti devono rientrare nelle Autorità di sistema portuale o aree portuali limitrofe a quelle in cui sia in corso l'eliminazione graduale dell'uso del carbone.

Il decreto interministeriale che individua le aree demaniali marittime idonee allo sviluppo di hub cantieristici offshore per il rafforzamento della filiera industriale nazionale nel settore delle energie rinnovabili marine è stato firmato 2025. Le aree prioritarie selezionate sono quelle di Augusta e Taranto, scelte in base a criteri di fattibilità tecnico-economica, disponibilità di spazi, tempi di realizzazione e connessione logistica. Gli interventi infrastrutturali previsti – tra cui ammodernamenti, dragaggi e adeguamenti di banchine – permetteranno lo sviluppo di attività fondamentali come produzione, assemblaggio e varo di componenti per impianti eolici galleggianti.

Il valore complessivo degli investimenti ammonta a 78,3 milioni di euro, distribuiti su tre annualità a partire dal 2025, e sarà finanziato tramite la riassegnazione dei proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di CO₂.

Con questa iniziativa, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia, avvia un percorso strategico per la transizione energetica, lo sviluppo sostenibile della cantieristica portuale e il consolidamento del ruolo dell'Italia nel Mediterraneo come hub industriale per l'eolico offshore.

Sono stati esclusi, invece, i porti individuati come hub secondari, ovvero per attività complementari: il Porto di Brindisi ed il Porto di Civitavecchia.

Infine, sul fronte dei finanziamenti privati, va citato che Renexia ha presentato un suo progetto, che prevede un investimento di 500 milioni di euro, per realizzare un hub per l'eolico nel porto di Ortona, in Abruzzo. Del progetto fa parte anche il colosso cinese Ming Yang, il più grande produttore privato di turbine eoliche in Cina.

In questo studio, tuttavia, si impiegherà come criterio la distanza tra il sito ed il più vicino dei due porti su citati (Augusta o Taranto).

Inoltre, la distanza sito-porto Hub ha consentito di definire n. 3 "Classi di distanza" così definite:

	Classe di distanza		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distanza dal Porto Hub	<200 km	<400 km	>400 km

A tali classi saranno associati diversi costi unitari (M€/MW) per le Operational Expenditures (OPEX).

6.1.3 Classi di profondità

La profondità di ciascun sito è preliminarmente definita. Salvo casi specifici (come Pantelleria e Napoli) si tratta di profondità registrate a 12 miglia dalla costa di ciascun sito studio.

Le classi di profondità sono state definite per caratterizzare altrettante fasce di costo unitario per ciascuna delle seguenti voci: Turbina eolica+torre, Piattaforma galleggiante, ancoraggio, Ormeaggio, Ingegneria+Progettazione+EIA+certificati, Contingenza & Imprevisti.

Le n. 3 classi sono così definite:

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Profondità media del sito	<100 m	<200 m	>200 m

6.1.4 Vento a 150 m

I dati di vento della Piattaforma DIGITALMED sono forniti a 100 m di altitudine. Per gli scopi di analisi, siccome le altezze delle torri eoliche sono di circa 150 m (o comunque oscillanti tra i 120 ed i 180 m) si è preferito calcolare preventivamente le velocità a 150 m. la velocità del vento a 150 m è stata ottenuta moltiplicando quella a 100 m (dataset disponibile) per 1.036. Tale valore è quello medio ottenibile con il Metodo Logaritmico (profilo logaritmico del vento) e una Legge di potenza nel campo di velocità d'interesse.

6.1.5 Cut-on e Cut-off

I dati di vento a 150 m sono stati processati per elidere quelli inferiori alla soglia di Cut-on e superiori alla soglia di Cut-off.

Il Cut-on (velocità di avvio) è la velocità minima del vento alla quale la turbina inizia a girare e a produrre energia elettrica. Di solito è intorno a 2-4 m/s (dipende dal modello). Sotto questa velocità la turbina rimane ferma o non genera potenza utile. Per Cut-off (velocità di spegnimento o di sicurezza) si intende la velocità massima del vento oltre la quale la turbina si ferma automaticamente per evitare danni strutturali. Solitamente risulta intorno a 27-31 m/s o più, a seconda del design/taglia della turbina. Quando il vento supera questa soglia, il sistema di controllo ferma la turbina (pitching delle pale, freno meccanico, ecc.)

6.1.6 Curve di efficienza

Sono state considerate n. 3 taglie di turbine, riferite a modelli commerciali, come di seguito descritte.

	Vestas V236-15.0 MW	GE-Vermova GE Haliade-X 12 MW	W2E Wind to Energy W2E-215/9.0
Rated power: kW	15000	12000	9000
Cut-in wind speed: m/s	3	3	3
Rated wind speed: m/s	11.1	10.5	13
Cut-out wind speed: m/s	31	34	25
Rotor: m	236	220	215.0 m
Swept area: mq	43742	38000	36305

Sono state ricavate le classi di efficienza per corrispettive classi di velocità eolica. I risultati per ciascuna turbina sono riportati nelle tabelle seguenti.



Vestas V236-15.0 MW

Classe di vento	Efficienza Lorda
[m/s]	[-]
<3	0.185
Tra 3 e 4.5	0.45
Tra 4.5 e 6	0.37
Tra 6 e 7.5	0.5
Tra 7.5 e 9	0.55
Tra 9 e 10.5	0.4
Tra 10.5 12	0.35
Tra 12 e 13.5	0.25
Tra 13.5 e 15	0.187

GE Vernova GE Haliade-X 12 MW

Classe di vento	Efficienza Lorda
[m/s]	[-]
<3	0.185
Tra 3 e 4.5	0.45
Tra 4.5 e 6	0.37
Tra 6 e 7.5	0.5
Tra 7.5 e 9	0.55
Tra 9 e 10.5	0.43
Tra 10.5 12	0.29
Tra 12 e 13.5	0.2
Tra 13.5 e 15	0.15

W2E Wind to Energy W2E-215/9.0 MW

Classe di vento	Efficienza Lorda
------------------------	-------------------------



[m/s]	[-]
<3	0.185
Tra 3 e 4.5	0.45
Tra 4.5 e 6	0.37
Tra 6 e 7.5	0.5
Tra 7.5 e 9	0.51
Tra 9 e 10.5	0.325
Tra 10.5 12	0.22
Tra 12 e 13.5	0.155
Tra 13.5 e 15	0.11

Le classi si fermano a 15 m/s perché, per tutte le turbine considerate, oltre tale velocità e sino al Cut-off, le curve di produzione si appiattiscono al valore nominale. Si evidenzia, comunque, che le curve di potenza possono raggiungere prima dei detti 15 m/s i valori di potenza nominale (rated power).

6.1.7 Calcolo della produzione

Associata alla serie di velocità oraria a 150 m e trattata per considerare Cut-on e Cut off, sono state associate serie temporali di efficienza, calcolate in base alle classi descritte nella sezione precedente. Il calcolo della produzione eolica oraria per 10 anni e per ciascun sito è stato dunque ottenuto con la nota formula

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

Essendo

P : Potenza teorica del vento (in Watt).

ρ : Densità dell'aria (in kg/m^3). E' stata posta pari a $1.225 kg/m^3$ (a livello del mare).

A : Area spazzata dalle pale della turbina (in m^2). Si calcola come

$$A = \pi r^2$$

dove r è il raggio delle pale.

v : Velocità del vento (in m/s).

C_p : Coefficiente di potenza (adimensionale). Per tale coefficiente è stato utilizzato quello ottenuto dalla curva di efficienza in funzione della velocità.

6.1.8 Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo

In Italia, la tariffa incentivante di riferimento per l'energia da impianti eolici offshore — incluse le tecnologie galleggianti (floating) — è fissata nel Decreto FER 2 come 185 €/MWh per tutta la potenza, con vita utile convenzionale di 25 anni. Nel testo ufficiale del decreto risulta indicata la tariffa di base 185 €/MWh anche per eolico off-shore (senza distinzione esplicita tra fondazioni fisse e galleggianti). Dunque, si è proceduto al calcolo:

$$R_{\text{annuo}} = T \times E$$

dove:

- R_{annuo} = ricavo annuo lordo [€/anno]
- T = tariffa incentivante [€/MWh]
- E = energia elettrica prodotta nell'anno [MWh/anno]

6.1.9 Costo della turbina eolica

Il costo della turbina eolica, comprensiva di torre e tutta la componentistica “fuori acqua” è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto. Questo per tenere in conto della maggiore resistenza che devono avere i componenti a seguito delle sollecitazioni meteomarine (sintetizzate appunto in H_D). I valori di costo unitario (in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
$C_{\text{turbine}} / \text{MW}$ [M€/MW]	0.954	1	1.08

6.1.10 Costo della piattaforma galleggiante

Il costo della piattaforma galleggiante è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto. Questo per tenere in conto della maggiore resistenza che devono avere i componenti a seguito delle sollecitazioni meteomarine (sintetizzate appunto in H_D). I valori di costo unitario (in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
$C_{\text{platform}} / \text{MW}$ [M€/MW]	0.8	1	1.2

6.1.11 Costo degli Ancoraggi

Il costo degli ancoraggi è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto e della profondità tramite la seguente relazione empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{\text{ancoraggi}}}{\text{MW}} = 0.0581 \frac{\text{€}}{\text{MW}} + 0.0001249152 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot (H_D)^\varepsilon$$

Essendo H_D l'altezza d'onda di Design ed ε un esponente funzione della classe di profondità. I valori di ε sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ε	1.3	1.7	2.1

Questa espressione cerca di interpretare (sulla scorta dei dati reali rinvenuti) il fatto che le forze idrodinamiche crescono proporzionalmente fino a circa il quadrato dell'altezza d'onda di progetto, che gli ancoraggi devono essere più robusti, pesanti o ridondanti in funzione della

profondità e che gli ancoraggi, in funzione della profondità (a parità di H_D) sono via via più spessi e con materiali ad alte prestazioni (\Rightarrow costo \uparrow rapidamente).

6.1.12 Costo degli Ormeggi

Il costo degli ormeggi è stato legato prioritariamente alla profondità mediante una formula empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{ormeggi}}{MW} = 0.06 \frac{\text{€}}{MW} + 0.000052 \frac{\text{€}}{MW} \cdot D^\delta$$

Essendo D la profondità media del sito e δ un esponente funzione della classe di profondità. I valori di δ sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
δ	1.2	1.22	1.25

6.1.13 Costo per Installazione & Logistica

La distanza tra il sito di installazione ed il porto Hub è stato impiegato per calcolare direttamente il costo connesso l'installazione, la logistica e al trasporto (traino e vascelli ausiliari) dei componenti. Dopo una serie di dati tecnici di letteratura, è stato selezionato il costo di 750€/km per ogni MW di potenza nominale dell'impianto. Non sono inclusi i costi di cablaggio e stazioni/sottostazioni elettriche.

6.1.14 Costo dei servizi di Ingegneria e affini

Il costo per Ingegneria (progettazione, direzione lavori, sicurezza, collaudo, studio di impatto ambientale e certificazioni) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{engineering}}{MW} = Y(D) \frac{\text{€}}{MW} + \Gamma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo Y un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e Γ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di Y e di Γ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Y [€/MW]	0.085	0.095	0.105

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Γ [€/MW]	0.005	0.0075	0.01

6.1.15 Costo degli imprevisti

Il costo per contingenze ed imprevisti è valutato come percentuale sulla somma dei costi precedenti (ovvero turbina eolica+torre, piattaforma galleggiante, ancoraggio, ormeggio, installazione & logistica, servizi di ingegneria). Tali percentuali sono ottenute come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{imprevisti}}{MW} = \mu(D) \frac{\text{€}}{MW} + \sigma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo μ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e σ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di μ e di σ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
μ [€/MW]	0.058	0.064	0.07

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
σ [€/MW]	0.004	0.006	0.008

6.1.16 Decommissioning

Il costo per la disinstallazione (decommissioning) è stato valutato come il 20% della somma dei costi di ancoraggio ed ormeggio.

6.1.17 CAPEX

Il costo totale dell'investimento (noto come Capital Expenditure o CAPEX) è pari alla somma del costo di turbina, piattaforma, ancoraggi, ormeggi, installazione, servizi di ingegneria, il tutto maggiorato per la percentuale di imprevisti. Infine, si aggiungono i costi di decommissioning (dunque, esclusi dalla maggiorazione per imprevisti).

6.1.18 OPEX

Il costo totale dell'esercizio e delle attività di manutenzione (noto come Operational Expenditure o OPEX) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità (D), della distanza (S) e della classe di altezza d'onda di progetto (H_D).

$$\frac{OPEX}{MW} = \vartheta(D) \frac{\text{€}}{MW} + \omega(S) \frac{\text{€}}{MW} + \varphi(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo ϑ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e ω un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di distanza dal porto Hub e φ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di ϑ , ω e di φ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ϑ [€/MW]	0.135	0.145	0.155

	Classe di Distanza dal Porto Hub		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ω [€/MW]	0.065	0.08	0.095

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
φ [€/MW]	0.01	0.015	0.02

6.1.19 ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI

Assumendo un tasso annuo di sconto del 6% e come orizzonte temporale quello dettato dalla durata della concessione di utilizzo dei deflussi (26 anni), per attualizzare gli OPEX è sufficiente calcolare per ogni anno l'espressione data da:

$$O_{\text{att}} = \sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- O_t = OPEX nel t-esimo anno [€/anno]
- r = tasso di attualizzazione (es. 6–8%)
- N = vita utile del progetto (tipicamente 20–25 anni)

Analogamente, per gli introiti (ricavo lordo calcolato come prodotto della produzione media annua per gli incentivi) si può calcolare

$$\text{Valore presente dei ricavi} = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+r)^t}$$

Essendo R_t è il ricavo nell'anno t , r è il tasso di sconto, e la vita utile è N anni.

6.1.20 LCOE

Il LCOE (Levelized Cost of Energy) - cioè il costo livellato dell'energia - rappresenta il costo medio di produzione per MWh tenendo conto di tutti i costi attualizzati e della produzione attualizzata.

Il LCOE è definito come:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

dove:

C_t costi nel tempo t : investimento iniziale, OPEX, decommissioning [€]

E_t energia prodotta nell'anno t [MWh]

r tasso di sconto (WACC)

N vita utile del progetto [anni]

6.1.21 PAYBACK

Il payback indica il tempo necessario perché i flussi di cassa cumulati diventino positivi, cioè quando i ricavi attualizzati compensano la somma di CAPEX e costi operativi iniziali. Nel caso di payback semplice, non si considera necessariamente il valore del denaro nel tempo. Ovvero se i flussi di cassa annuali netti (ricavi – OPEX) sono costanti, può calcolarsi come:

$$\text{Payback (anni)} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Flusso di cassa annuo netto}}$$

- CAPEX = investimento iniziale
- Flusso di cassa annuo netto = ricavi annuali – OPEX

6.2 RISULTATI

Nella tabella seguente sono riportati i dati significativi dei siti e i principali risultati dell'analisi economica.

Sono inoltre mostrati, con classe condizionale per una rapida intellegibilità e confronto dei risultati, i valori di CAPEX/MW, INCOME TOTALE (sull'intera vita tecnica del progetto), OUTCOME TOTALE e payback (semplificato).

Le analisi sono state ripetute per turbine di 15 MW, 12 MW e 9 MW. Le turbine flottanti con taglia nominale di 12 MW risultano le più vantaggiose in una analisi costi-benefici.

Il Sito di Mazara del Vallo risulta il più promettente, con un payback di soli 6.5 anni.



Risultati per taglia impianto di 15 MW.

	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDEGNA	BOSA MARINA	SOUTH SARDEGNA	MONOPOLI	ROSGIANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Dati richiesti sul sito/progetto															
Profondità media del fondale	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (migliaia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.3	9.6	7.1	9.1	8.9	8.1	5.6	6.7	5.4	5.9	9.3	7.0	6.0	6.9	7.1
Taglia Impianto (MW)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Classe di Profondità	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	2
Classe di Altezza d'onda	3	3	2	3	3	2	1	2	1	1	3	2	1	2	2
Classe di Distanza Porto Hub	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	1
Costo turbina eolica	16.20	16.20	14.31	16.20	15.00	15.00	15.00	15.00	14.31	14.31	15.00	16.20	14.31	14.31	15.00
Costo Piattaforma	18.00	18.00	12.00	18.00	15.00	15.00	15.00	15.00	12.00	12.00	15.00	18.00	12.00	12.00	15.00
Costo Ancoraggi	1.07	1.09	0.90	1.07	0.95	0.94	0.91	0.92	0.89	0.89	0.95	0.98	0.89	0.89	0.92
Costo Ormezzi	2.58	1.74	1.04	3.46	1.31	1.34	1.17	1.24	1.01	0.99	1.26	2.98	1.07	0.96	1.15
Costo Installazione & logistica	4.79	9.40	4.44	10.19	10.73	8.90	4.06	8.42	5.42	8.96	11.11	2.29	7.27	4.63	1.85
Costo Servizi Ingegneria	1.17	1.05	0.96	1.05	0.96	1.05	1.02	1.05	0.93	0.93	0.96	1.14	0.93	0.96	1.05
Contingenza & Imprevisti	1.73	1.58	1.39	1.58	1.43	1.54	1.50	1.54	1.35	1.35	1.43	1.69	1.35	1.39	1.54
Costo Decommissioning	0.73	0.57	0.39	0.91	0.45	0.46	0.42	0.43	0.38	0.38	0.44	0.79	0.39	0.37	0.41
CAPEX	51.06	59.01	39.85	62.63	56.55	53.12	43.14	52.01	41.71	48.76	57.25	46.37	45.48	40.14	38.78
OPEX	4.05	3.75	3.23	3.75	3.60	3.60	3.38	3.60	3.45	3.45	3.60	3.53	3.45	3.45	3.15
CAPEX/MW	3.40	3.93	2.66	4.18	3.77	3.54	2.88	3.47	2.78	3.25	3.82	3.09	3.03	2.68	2.59
OPEX/MW	0.27	0.25	0.22	0.25	0.24	0.24	0.23	0.24	0.23	0.23	0.24	0.24	0.23	0.23	0.21
INCOME TOTALE M€	121.10	114.53	115.16	95.19	88.81	116.41	92.51	72.43	85.76	86.80	86.80	99.24	38.47	25.07	88.23
OUTCOME TOTALE M€	102.84	106.95	81.08	110.57	102.57	99.14	86.29	98.03	85.81	92.87	103.27	91.43	89.59	84.24	79.05
PAYBACK (Semplificato)	9.42	11.33	6.89	16.94	16.90	9.65	11.17	25.18	12.80	14.60	17.95	10.94	NC	NC	10.34

Risultati per taglia impianto di 12 MW.





Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDEGNA	BOSA MARINA	SOUTH SARDEGNA	MONTEPOLI	ROSGIANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (migliaia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.3	9.6	7.1	9.1	8.9	8.1	5.6	6.7	5.4	5.9	9.3	7.0	6.0	6.9	7.1
Taglia Impianto (MW)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Classe di Profondità	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	2
Classe di Altezza d'onda	3	3	2	3	3	2	1	2	1	1	3	2	1	2	2
Classe di Distanza Porto Hub	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	1
Costo turbina eolica	12.96	12.96	11.45	12.96	12.00	12.00	12.00	12.00	11.45	11.45	12.00	12.96	11.45	11.45	12.00
Costo Piattaforma	14.40	14.40	9.60	14.40	12.00	12.00	12.00	12.00	9.60	9.60	12.00	14.40	9.60	9.60	12.00
Costo Ancoraggi	0.86	0.87	0.72	0.85	0.76	0.75	0.73	0.74	0.71	0.71	0.76	0.79	0.71	0.72	0.74
Costo Ormezzi	2.58	1.74	1.04	3.46	1.31	1.34	1.17	1.24	1.01	0.99	1.26	2.98	1.07	0.96	1.15
Costo Installazione & logistica	3.83	7.52	3.55	8.15	8.58	7.12	3.25	6.73	4.33	7.17	8.88	1.83	5.82	3.70	1.48
Costo Servizi Ingegneria	0.94	0.84	0.77	0.84	0.77	0.84	0.82	0.84	0.74	0.74	0.77	0.91	0.74	0.77	0.84
Contingenza & imprevisti	1.38	1.26	1.11	1.26	1.14	1.23	1.20	1.23	1.08	1.08	1.14	1.35	1.08	1.11	1.23
Costo Decommissioning	0.69	0.52	0.35	0.86	0.41	0.42	0.38	0.39	0.35	0.34	0.40	0.75	0.36	0.34	0.38
CAPEX	41.47	47.63	32.13	50.94	45.56	42.82	34.80	41.91	33.61	39.25	46.11	37.81	36.64	32.34	31.30
OPEX	3.24	3.00	2.58	3.00	2.88	2.88	2.70	2.88	2.76	2.76	2.88	2.82	2.76	2.76	2.52
CAPEX/MW	3.46	3.97	2.68	4.24	3.80	3.57	2.90	3.49	2.80	3.27	3.84	3.15	3.05	2.69	2.61
OPEX/MW	0.27	0.25	0.22	0.25	0.24	0.24	0.23	0.24	0.23	0.23	0.24	0.24	0.23	0.23	0.21
INCOME TOTALE M€	101.17	95.75	96.44	79.75	74.52	97.00	77.35	60.94	71.74	72.88	72.88	82.74	32.85	21.22	73.44
OUTCOME TOTALE M€	82.89	85.98	65.11	89.29	82.37	79.63	69.31	78.72	68.89	74.53	82.92	73.86	71.93	67.62	63.51
PAYBACK (Semplificato)	8.87	10.61	6.47	15.73	15.44	9.09	10.38	22.21	11.78	13.35	16.34	10.35	NC	NC	9.70

Risultati per taglia impianto di 9 MW.





Dati richiesti sul sito/progett	PANTELEERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDEGNA	BOSA MARINA	SOUTH SARDEGNA	MONTEPOLI	ROSGIANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTFRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (miglia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.3	9.6	7.1	9.1	8.9	8.1	5.6	6.7	5.4	5.9	9.3	7.0	6.0	6.9	7.1
Taglia Impianto (MW)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Classe di Profondità	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	2
Classe di Altezza d'onda	3	3	2	3	3	2	1	2	1	1	3	2	1	2	2
Classe di Distanza Porto Hub	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	1
Costo turbina eolica	12.96	12.96	11.45	12.96	12.00	12.00	12.00	12.00	11.45	11.45	12.00	12.96	11.45	11.45	12.00
Costo Piattaforma	14.40	14.40	9.60	14.40	12.00	12.00	12.00	12.00	9.60	9.60	12.00	14.40	9.60	9.60	12.00
Costo Ancoraggi	0.86	0.87	0.72	0.85	0.76	0.75	0.73	0.74	0.71	0.71	0.76	0.79	0.71	0.72	0.74
Costo Ormezzi	2.58	1.74	1.04	3.46	1.31	1.34	1.17	1.24	1.01	0.99	1.26	2.98	1.07	0.96	1.15
Costo Installazione & logistica	3.83	7.52	3.55	8.15	8.58	7.12	3.25	6.73	4.33	7.17	8.88	1.83	5.82	3.70	1.48
Costo Servizi Ingegneria	0.94	0.84	0.77	0.84	0.77	0.84	0.82	0.84	0.74	0.74	0.77	0.91	0.74	0.77	0.84
Contingenza & imprevisti	1.38	1.26	1.11	1.26	1.14	1.23	1.20	1.23	1.08	1.08	1.14	1.35	1.08	1.11	1.23
Costo Decommissioning	0.69	0.52	0.35	0.86	0.41	0.42	0.38	0.39	0.35	0.34	0.40	0.75	0.36	0.34	0.38
CAPEX	41.47	47.63	32.13	50.94	45.56	42.82	34.80	41.91	33.61	39.25	46.11	37.81	36.64	32.34	31.30
OPEX	3.24	3.00	2.58	3.00	2.88	2.88	2.70	2.88	2.76	2.76	2.88	2.82	2.76	2.76	2.52
CAPEX/MW	3.46	3.97	2.68	4.24	3.80	3.57	2.90	3.49	2.80	3.27	3.84	3.15	3.05	2.69	2.61
OPEX/MW	0.27	0.25	0.22	0.25	0.24	0.24	0.23	0.24	0.23	0.23	0.24	0.24	0.23	0.23	0.21
INCOME TOTALE M€	84.17	80.05	80.23	66.86	62.70	80.39	64.02	51.34	59.56	61.40	61.40	69.00	28.43	18.20	61.10
OUTCOME TOTALE M€	82.89	85.98	65.11	89.29	82.37	79.63	69.31	78.72	68.89	74.53	82.92	73.86	71.93	67.62	63.51
PAYBACK (Semplificato)	12.40	14.60	8.69	22.84	22.50	12.56	15.07	36.88	17.70	19.21	23.98	14.67	NC	NC	13.85



7. FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

L'energia del moto ondoso rappresenta una fonte rinnovabile ancora in fase di sviluppo ma con un notevole potenziale lungo le coste italiane, dove la potenza media delle onde varia generalmente tra 1 e 10 kW/m. L'obiettivo di questa analisi è valutare la fattibilità economica dell'installazione di convertitori di energia ondosa (Wave Energy Converters, WEC) nei 15 siti marini italiani, tenendo conto delle caratteristiche meteo-marine, della distanza dalle infrastrutture portuali, della profondità del fondale e della tecnologia più idonea.

Per lo studio si valuteranno:

- le condizioni del sito (risorsa eolica, clima ondoso, profondità, tipologia del fondale);
- le tecnologie disponibili per fondazioni flottanti, per la taglia dei turbogeneratori, ormeggio;
- alcuni criteri di selezione (distanza dai porti Hub, distanza dai porti per le operazioni di manutenzione, fattibilità, rischi, ambiente)

Come risultato, si fornirà una raccomandazione delle tecnologie più idonee per ciascun sito. Per “tecnologie” qui si intende: la taglia di turbina eolica, la tipologia di piattaforma, il tipo di ancoraggio e di ormeggio.

Il processo di selezione è di tipo iterativo: vengono formulate delle ipotesi (basate su primarie assunzioni tecniche che contemplano criteri chiave e poi, per successive iterazioni ed approssimazioni (tentativi controllati volti al miglioramento continuo), si giunge all'obiettivo prefissato: tale obiettivo è stato duale, ovvero il più basso LCOE ed il più alto differenziale tra INCOME ed OUTCOME.

7.1 MATERIALE E METODO

Per ogni sito sono stati considerati i seguenti parametri:

- Profondità media del fondale (m)



- Distanza dal porto o hub logistico (km)
(che influenza i costi di installazione e manutenzione)
- Potenza media del moto ondoso (P_{media} , kW/m)
- Altezza d'onda di progetto e massima (m)
- Indice stagionale, indicativo della variabilità temporale della risorsa
- Tecnologia consigliata e relativo esempio commerciale

Parte dei dati deriva dal capitolo 3.

In aggiunta si provvederà ad impiegare una stima del costo livellato dell'energia (LCOE, €/MWh) basata su letteratura e dati tecnici recenti per le tecnologie selezionate.

7.1.1 Dati meteomarini

I dati di partenza sono costituiti dal database creato appositamente per il progetto DIGITALMED inerenti i dati meteomarini.

Per questo studio, in particolare, sono state analizzate le serie ondose per ottenere informazioni sintetiche quali l'altezza d'onda di progetto, H_D . Tale valore è stato qui definito come $1.25 \times H_{s,max}$, essendo $H_{s,max}$ il massimo valore di altezza d'onda osservato su 10 anni di osservazioni per ciascun sito.

Il database è stato impiegato anche per calcolare il flusso di energia ondosa media annua (kW/m).

7.1.2 Distanza dal porto Hub e Classi di distanza

Il termine "porto hub eolico" si riferisce a porti che sono stati identificati come nodi strategici per la logistica legata all'eolico, specialmente per l'assemblaggio e la movimentazione di grandi componenti di turbine eoliche, soprattutto offshore.

Come previsto dal Decreto Energia 181 del 2023, è stata avviata la procedura per la individuazione di almeno due porti nel Mezzogiorno per lo sviluppo della cantieristica navale



da per la filiera tecnologica dell'eolico offshore in Italia. Tali porti devono rientrare nelle Autorità di sistema portuale o aree portuali limitrofe a quelle in cui sia in corso l'eliminazione graduale dell'uso del carbone. Sebbene il Decreto si riferisca al settore eolico offshore, si impiegheranno i medesimi n. 2 porti selezionati.

Inoltre, la distanza sito-porto Hub ha consentito di definire n. 3 "Classi di distanza" così definite:

	Classe di distanza		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distanza dal Porto Hub	<200 km	<400 km	>400 km

A tali classi saranno associati diversi costi unitari (M€/MW) per le Operational Expenditures (OPEX).

7.1.3 Classi di profondità

La profondità di ciascun sito è preliminarmente definita. Salvo casi specifici (come Pantelleria e Napoli) si tratta di profondità registrate a 12 miglia dalla costa di ciascun sito studio.

Le n. 3 classi sono così definite:

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Profondità media del sito	<100 m	<200 m	>200 m

7.1.4 Calcolo della produzione

Associata alla serie di altezze d'onda, v'è quella dei periodi. È stata pertanto realizzata una serie temporale (oraria) di potenze d'onda. Sono state poi calcolate la media (basata su 10 anni di osservazioni) e l'indice di stagionalità.

Quest'ultimo è valutato come

$$S_{index} = \frac{\bar{P}_{winter} - \bar{P}_{summer}}{\bar{P}}$$

Ovvero la media delle potenze invernali meno la media delle potenze estive diviso la potenza media annua.

7.1.5 Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo

In Italia, la tariffa incentivante di riferimento per l'energia da impianti per "Energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina" è fissata nel Decreto FER 2 come 180 €/MWh per tutta la potenza, con vita utile convenzionale di 20 anni.

$$R_{\text{annuo}} = T \times E$$

dove:

- R_{annuo} = ricavo annuo lordo [€/anno]
- T = tariffa incentivante [€/MWh]
- E = energia elettrica prodotta nell'anno [MWh/anno]

7.1.6 Costo dei dispositivi

Il costo dei dispositivi è un dato praticamente non esistente.

I valori di costo unitario (in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

Tecnologia / esempio commerciale	Tipo	LCOE stimato (€/MWh)	CAPEX indicativo (€/kW)	Note principali
PowerBuoy / OPT	Point absorber offshore	700 – 1 500	3 000 – 5 000	Bassa maturità, potenza ridotta; adatta a siti remoti
Pelamis	Attenuatore offshore	735 – 1 710	4 000 – 5 000	Tecnologia storica, non più in produzione ma utile come benchmark

CETO	Submerged pressure differential	400 – 900	3 500 – 5 000	Tecnologia sottomarina, buona affidabilità e integrazione con rete
WaveRoller	Oscillating wave surge converter	100 – 150	3 000 – 4 000	Tra le più promettenti per riduzione costi e vicinanza costa
Islay LIMPET / Mutriku	OWC costiero	300 – 500	2 500 – 3 500	Tecnologie costiere integrate in opere portuali

7.1.7 Costo della piattaforma galleggiante

Il costo della piattaforma galleggiante è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto. Questo per tenere in conto della maggiore resistenza che devono avere i componenti a seguito delle sollecitazioni meteomarine (sintetizzate appunto in H_D). I valori di costo unitario (in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
$C_{platform} / MW$ [M€/MW]	0.8	1	1.2

7.1.8 Costo degli Ancoraggi

Il costo degli ancoraggi è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto e della profondità tramite la seguente relazione empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{ancoraggi}}{MW} = 0.0581 \frac{\text{€}}{MW} + 0.0001249152 \frac{\text{€}}{MW} \cdot (H_D)^{\epsilon}$$

Essendo H_D l'altezza d'onda di Design ed ε un esponente funzione della classe di profondità. I valori di ε sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ε	0.9	1.3	1.7

Questa espressione cerca di interpretare (sulla scorta dei dati reali rinvenuti) il fatto che le forze idrodinamiche crescono proporzionalmente fino a circa il quadrato dell'altezza d'onda di progetto, che gli ancoraggi devono essere più robusti, pesanti o ridondanti in funzione della profondità e che gli ancoraggi, in funzione della profondità (a parità di H_D) sono via via più spessi e con materiali ad alte prestazioni (\Rightarrow costo \uparrow rapidamente).

7.1.9 Costo degli Ormeggi

Il costo degli ormeggi è stato legato prioritariamente alla profondità mediante una formula empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{ormeggi}}{MW} = 0.06 \frac{\text{€}}{MW} + 0.000052 \frac{\text{€}}{MW} \cdot D^\delta$$

Essendo D la profondità media del sito e δ un esponente funzione della classe di profondità. I valori di δ sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
δ	0.8	0.82	0.85

7.1.10 Costo per Installazione & Logistica

La distanza tra il sito di installazione ed il porto Hub è stato impiegato per calcolare direttamente il costo connesso l'installazione, la logistica e al trasporto (traino e vascelli ausiliari) dei componenti. Dopo una serie di dati tecnici di letteratura, è stato selezionato il costo di 750€/km per ogni MW di potenza nominale dell'impianto.

7.1.11 Costo dei servizi di Ingegneria e affini

Il costo per Ingegneria (progettazione, direzione lavori, sicurezza, collaudo, studio di impatto ambientale e certificazioni) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{engineering}}{MW} = Y(D) \frac{\text{€}}{MW} + \Gamma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo Y un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e Γ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di Y e di Γ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Y [€/MW]	0.085	0.095	0.105

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Γ [€/MW]	0.005	0.0075	0.01

7.1.12 Costo degli imprevisti

Il costo per contingenze ed imprevisti è valutato come percentuale sulla somma dei costi precedenti (ovvero PTO, piattaforma galleggiante, ancoraggio, ormeggio, installazione & logistica, servizi di ingegneria). Tali percentuali sono ottenute come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{\text{impredisti}}}{MW} = \mu(D) \frac{\text{€}}{MW} + \sigma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo μ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e σ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di μ e di σ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
μ [€/MW]	0.058	0.064	0.07

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
σ [€/MW]	0.004	0.006	0.008

7.1.13 Decommissioning

Il costo per la disinstallazione (decommissioning) è stato valutato come il 20% della somma dei costi di ancoraggio ed ormeggio.

7.1.14 CAPEX

Il costo totale dell'investimento (noto come Capital Expenditure o CAPEX) è pari alla somma del costo di turbina, piattaforma, ancoraggi, ormeggi, installazione, servizi di ingegneria, il tutto maggiorato per la percentuale di imprevisti. Infine si aggiungono i costi di decommissioning (dunque, esclusi dalla maggiorazione per imprevisti).

7.1.15 OPEX

Il costo totale dell'esercizio e delle attività di manutenzione (noto come Operational Expenditure o OPEX) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità (D), della distanza (S) e della classe di altezza d'onda di progetto (H_D).

$$\frac{OPEX}{MW} = \vartheta(D) \frac{\text{€}}{MW} + \omega(S) \frac{\text{€}}{MW} \varphi(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo ϑ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e ω un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di distanza dal porto Hub e φ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di ϑ , ω e di φ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ϑ [€/MW]	0.135	0.145	0.155

	Classe di Distanza dal Porto Hub		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ω [€/MW]	0.065	0.08	0.095

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
φ [€/MW]	0.01	0.015	0.02

7.1.16 ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI

Assumendo un tasso annuo di sconto del 7.5% e come orizzonte temporale quello dettato dalla durata della concessione di utilizzo dei deflussi (26 anni), per attualizzare gli OPEX è sufficiente calcolare per ogni anno l'espressione data da:

$$O_{\text{att}} = \sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- O_t = OPEX nel t-esimo anno [€/anno]
- r = tasso di attualizzazione (es. 6–8%)
- N = vita utile del progetto (tipicamente 20–25 anni)

Analogamente, per gli introiti (ricavo lordo calcolato come prodotto della produzione media annua per gli incentivi) si può calcolare

$$\text{Valore presente dei ricavi} = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+r)^t}$$

Essendo R_t è il ricavo nell'anno t , r è il tasso di sconto, e la vita utile è N anni.

7.1.17 LCOE

Il LCOE (Levelized Cost of Energy) - cioè, il costo livellato dell'energia - rappresenta il costo medio di produzione per MWh tenendo conto di tutti i costi attualizzati e della produzione attualizzata.

Il LCOE è definito come:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

dove:

C_t costi nel tempo t : investimento iniziale, OPEX, decommissioning [€]

E_t energia prodotta nell'anno t [MWh]

r tasso di sconto (WACC)

N vita utile del progetto [anni]

7.2 RISULTATI

Nella tabella seguente sono riportati i dati significativi dei siti e i principali risultati dell'analisi economica, ripetuti per 3 taglie significative d'impianto: 1 MW, 5 MW e 10 MW.

Sono inoltre mostrati, con classe condizionale per una rapida intellegibilità e confronto dei risultati, i valori di CAPEX/MW, INCOME TOTALE (sull'intera vita tecnica del progetto), OUTCOME TOTALE e payback (semplificato).

Per i siti di Pantelleria e Mazara del Vallo è stato effettuato un calcolo della variabilità del CAPEX unitario (CAPEX per MW di potenza nominale d'impianto) in funzione della taglia, da 1 a 15 MW.

Risultati per taglia impianto di 1 MW.

Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELENA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SPADINIA	BOSA MARINA	SOUTH SPADINIA	MONOPOLI	ROSIIGNANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale (m)	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (migliaia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Hrms (m)	0.78	0.83	0.70	0.78	0.75	0.75	0.43	0.48	0.42	0.40	0.78	0.70	0.38	0.31	0.65
Hsmedia (m)	1.11	1.17	1.00	1.10	1.07	1.05	0.60	0.67	0.60	0.56	1.11	0.99	0.54	0.44	0.92
Hs,max (m)	7.44	7.70	5.71	7.29	7.15	6.49	4.48	5.35	4.36	4.72	7.44	5.62	4.79	4.73	5.68
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.30	9.63	7.14	9.11	8.94	8.11	5.61	6.69	5.45	5.90	9.30	7.02	5.99	5.91	7.10
Taglia Impianto (MW)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Classe di Profondità (-)	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	2
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	2	3	3	2	1	2	1	1	3	2	1	1	2
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	1
Costo PTO (M€)	1.75	1.75	1.75	1.75	2.00	2.00	1.50	1.50	0.88	0.88	2.00	1.75	0.88	1.00	1.75
Costo Piattaforma (M€)	1.20	1.20	0.80	1.20	1.00	1.00	1.00	1.00	0.80	0.80	1.00	1.20	0.80	0.80	1.00
Costo Ancoraggi (M€)	0.58	0.59	0.49	0.58	0.52	0.51	0.49	0.50	0.48	0.48	0.52	0.54	0.48	0.49	0.50
Costo Ormezzi (M€)	1.75	1.18	0.70	2.35	0.89	0.91	0.80	0.84	0.69	0.67	0.86	2.03	0.73	0.65	0.78
Costo Installazione & Logistica (M€)	0.32	0.63	0.30	0.68	0.72	0.59	0.27	0.56	0.36	0.60	0.74	0.15	0.48	0.31	0.12
Costo Servizi Ingegneria (M€)	0.08	0.08	0.06	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.07	0.08	0.06	0.06	0.07
Contingenza & Imprevisti (M€)	0.12	0.11	0.09	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.10	0.11	0.09	0.09	0.10
Costo Decommissioning (M€)	0.47	0.35	0.24	0.59	0.28	0.28	0.26	0.27	0.23	0.23	0.28	0.51	0.24	0.23	0.26
CAPEX (M€)	6.27	5.89	4.43	7.33	5.57	5.47	4.49	4.84	3.60	3.81	5.56	6.37	3.76	3.63	4.58
OPEX (M€)	0.27	0.27	0.23	0.27	0.26	0.26	0.24	0.26	0.24	0.24	0.26	0.25	0.24	0.24	0.23
Pmedia (kW/m)	9.24	9.57	5.70	8.96	8.64	7.05	1.70	2.24	1.58	1.43	9.24	5.40	1.48	1.42	4.73
Seasonal Index (-)	1.14	1.02	1.20	0.93	0.86	1.10	1.00	0.75	1.20	0.99	0.81	1.38	1.07	1.35	1.35
Capacity_factor_basale (-)	0.35	0.35	0.28	0.35	0.35	0.35	0.15	0.22	0.15	0.15	0.35	0.28	0.15	0.15	0.28
Hrms/Hs,max (-)	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11	0.11	0.10	0.09	0.10	0.08	0.11	0.13	0.08	0.07	0.11
Capacity_factor_assunta (-)	0.37	0.38	0.31	0.38	0.38	0.38	0.17	0.24	0.16	0.15	0.38	0.31	0.15	0.12	0.30
Energia media annua (kWh/MW)	81.04	83.87	49.94	78.56	75.79	61.82	14.90	19.66	13.81	12.52	81.04	47.32	12.97	8.85	41.50
Energia media annua (MWh)	81.04	83.87	49.94	78.56	75.79	61.82	14.90	19.66	13.81	12.52	81.04	47.32	12.97	8.85	41.50
CAPEX/MW (M€/MW)	6.27	5.89	4.43	7.33	5.57	5.47	4.49	4.84	3.60	3.81	5.56	6.37	3.76	3.63	4.58
OPEX/MW (M€/MW)	0.27	0.27	0.23	0.27	0.26	0.26	0.24	0.26	0.24	0.24	0.26	0.25	0.24	0.24	0.23
INCOME TOTALE (M€)	0.16	0.17	0.10	0.16	0.15	0.12	0.03	0.04	0.03	0.03	0.16	0.09	0.03	0.02	0.08
OUTCOME TOTALE (M€)	9.28	3.09	2.63	3.09	2.97	2.91	2.69	2.91	2.74	2.74	2.97	2.86	2.74	2.74	2.58

Risultati per taglia impianto di 5 MW.



Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARONNA	BOSA MARINIA	SOUTH SARONNA	MONTEPOLI	ROSGIANO SOLIARI	GARGANO	ANCONNA	ALGERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale (m)	464	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112	
Distanza porto Hub (miglia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	89	
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	165	
Hrms (m)	0.78	0.83	0.70	0.78	0.75	0.75	0.43	0.48	0.42	0.40	0.78	0.70	0.38	0.31	
Hsmedia (m)	1.11	1.17	1.00	1.10	1.07	1.05	0.60	0.67	0.60	0.56	1.11	0.99	0.54	0.44	
Hs,max (m)	7.44	7.70	5.71	7.29	7.15	6.49	4.48	5.35	4.36	4.72	7.44	5.62	4.79	4.73	
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.30	9.63	7.14	9.11	8.94	8.11	5.61	6.69	5.45	5.90	9.30	7.02	5.99	5.91	
Taglia Impianto (MW)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Classe di Profondità (-)	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	2	3	3	2	1	2	1	1	3	2	1	1	
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	
Costo PTO (M€)	8.75	8.75	8.75	10.00	10.00	10.00	7.50	7.50	4.38	4.38	10.00	8.75	4.38	5.00	
Costo Piattaforma (M€)	6.00	6.00	4.00	6.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.00	4.00	5.00	6.00	4.00	4.00	
Costo Ancoraggi (M€)	0.58	0.59	0.49	0.58	0.52	0.51	0.49	0.50	0.48	0.48	0.52	0.54	0.48	0.49	
Costo Ormezzi (M€)	1.75	1.18	0.70	2.35	0.89	0.91	0.80	0.84	0.69	0.67	0.86	2.03	0.73	0.65	
Costo Installazione & logistica (M€)	1.60	3.13	1.48	3.40	3.58	2.97	1.35	2.81	1.81	2.99	3.70	0.76	2.42	1.54	
Costo Servizi Ingegneria (M€)	0.39	0.39	0.32	0.39	0.36	0.35	0.34	0.35	0.31	0.31	0.36	0.38	0.31	0.31	
Contingenza & Imprevisti (M€)	0.58	0.53	0.46	0.53	0.48	0.51	0.50	0.51	0.45	0.45	0.48	0.56	0.45	0.45	
Costo Decommissioning (M€)	0.47	0.35	0.24	0.59	0.28	0.28	0.26	0.27	0.23	0.23	0.28	0.51	0.24	0.23	
CAPEX (M€)	20.12	20.93	16.44	22.58	21.10	20.54	16.24	17.78	12.35	13.51	21.19	19.53	13.01	12.67	
OPEX (M€)	1.35	1.35	1.15	1.35	1.30	1.28	1.18	1.28	1.20	1.20	1.30	1.25	1.20	1.20	
Pmedia (kW/m)	9.24	9.57	5.70	8.96	8.64	7.05	1.70	2.24	1.58	1.43	9.24	5.40	1.48	1.42	
Seasonal Index (-)	1.14	1.02	1.20	0.93	0.86	1.10	1.00	0.75	1.20	0.99	0.81	1.38	1.07	1.35	
Capacity_factor_basale (-)	0.35	0.35	0.28	0.35	0.35	0.35	0.15	0.22	0.15	0.15	0.35	0.28	0.15	0.15	
Hrms/Hs,max (-)	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11	0.11	0.10	0.09	0.10	0.08	0.11	0.13	0.08	0.07	
Capacity_factor_assunta (-)	0.37	0.38	0.31	0.38	0.38	0.38	0.17	0.24	0.16	0.15	0.38	0.31	0.15	0.12	
Energia media annua (kWh/MW)	81.04	83.87	49.94	78.56	75.79	61.82	14.90	19.66	13.81	12.52	81.04	47.32	12.97	8.85	
Energia media annua (MWh)	405.22	419.34	249.71	392.79	378.94	309.12	74.52	98.30	69.05	62.58	405.22	236.61	64.85	44.24	
CAPEX/MW (M€/MW)	4.02	4.19	3.29	4.52	4.22	4.11	3.25	3.56	2.47	2.70	4.24	3.91	2.60	2.53	
OPEX/MW (M€/MW)	0.27	0.27	0.23	0.27	0.26	0.26	0.24	0.26	0.24	0.24	0.26	0.25	0.24	0.24	
INCOME TOTALE (M€)	0.81	0.84	0.50	0.79	0.76	0.62	0.15	0.20	0.14	0.13	0.81	0.47	0.13	0.09	
OUTCOME TOTALE (M€)	35.17	15.44	13.14	15.44	14.85	14.56	13.44	14.56	13.69	13.69	14.85	14.31	13.69	13.69	

Risultati per taglia impianto di 10 MW.





Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDEGNA	BOSA MARINIA	SOUTH SARDEGNA	MONOPOLI	ROSGIANO SOLIARI	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale (m)	464	74	650	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112		
Distanza porto Hub (miglia)	230	451	213	489	515	427	260	430	533	110	349	222	89		
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	482	796	987	204	646	411	165		
Hrms (m)	0.78	0.83	0.70	0.78	0.75	0.75	0.43	0.40	0.78	0.70	0.38	0.31	0.65		
Hsmedia (m)	1.11	1.17	1.00	1.10	1.07	1.05	0.60	0.67	1.11	0.99	0.54	0.44	0.92		
Hs,max (m)	7.44	7.70	5.71	7.29	7.15	6.49	4.48	5.35	7.44	5.62	4.79	4.73	5.68		
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.30	9.63	7.14	9.11	8.94	8.11	5.61	6.69	9.30	7.02	5.99	5.91	7.10		
Taglia Impianto (MW)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
Classe di Profondità (-)	3	3	2	3	3	2	1	1	2	3	2	1	2		
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
Costo PTO (M€)	17.50	17.50	17.50	20.00	20.00	20.00	15.00	15.00	20.00	17.50	8.75	8.75	17.50		
Costo Piattaforma (M€)	12.00	12.00	8.00	12.00	10.00	10.00	10.00	8.00	10.00	12.00	8.00	8.00	12.00		
Costo Ancoraggi (M€)	0.58	0.59	0.49	0.58	0.52	0.51	0.49	0.50	0.48	0.52	0.48	0.48	0.50		
Costo Ormecci (M€)	1.75	1.18	0.70	2.35	0.89	0.91	0.80	0.84	0.69	0.86	0.73	0.65	0.78		
Costo Installazione & logistica (M€)	3.19	6.26	2.96	6.79	7.15	5.93	2.71	5.61	7.40	1.53	4.85	3.08	1.24		
Costo Servizi Ingegneria (M€)	0.78	0.78	0.64	0.78	0.72	0.70	0.68	0.70	0.62	0.72	0.62	0.62	0.70		
Contingenza & Imprevisti (M€)	1.15	1.05	0.93	1.05	0.95	1.03	1.00	1.03	0.90	0.95	0.90	0.90	1.03		
Costo Decommissioning (M€)	0.47	0.35	0.24	0.59	0.28	0.28	0.26	0.27	0.23	0.28	0.24	0.23	0.26		
CAPEX (M€)	37.43	39.72	31.45	41.64	40.51	39.36	30.94	33.95	23.29	25.63	40.73	24.57	32.00		
OPEX (M€)	2.70	2.70	2.30	2.70	2.60	2.55	2.35	2.55	2.40	2.60	2.40	2.40	2.25		
Pmedia (kW/m)	9.24	9.57	5.70	8.96	8.64	7.05	1.70	2.24	1.58	1.43	1.48	1.42	4.73		
Seasonal Index (-)	1.14	1.02	1.20	0.93	0.86	1.10	1.00	0.75	1.20	0.99	0.81	1.38	1.35		
Capacity_factor_basale (-)	0.35	0.35	0.28	0.35	0.35	0.35	0.15	0.22	0.15	0.15	0.35	0.28	0.15		
Hrms/Hs,max (-)	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11	0.11	0.10	0.09	0.10	0.08	0.11	0.13	0.08		
Capacity_factor_assunta (-)	0.37	0.38	0.31	0.38	0.38	0.38	0.17	0.24	0.16	0.15	0.38	0.31	0.15		
Energia media annua (kWh/MW)	81.04	83.87	49.94	78.56	75.79	61.82	14.90	19.66	13.81	12.52	81.04	47.32	12.97		
Energia media annua (MWh)	838.69	499.41	785.57	757.89	618.24	149.04	196.60	138.09	125.16	810.43	473.22	129.71	415.05		
CAPEX/MW (M€/MW)	3.74	3.97	3.15	4.16	4.05	3.94	3.09	3.39	2.33	2.56	4.07	2.46	3.20		
OPEX/MW (M€/MW)	0.27	0.27	0.23	0.27	0.26	0.26	0.24	0.26	0.24	0.26	0.26	0.25	0.23		
INCOME TOTALE (M€)	1.63	1.68	1.00	1.58	1.52	1.24	0.30	0.39	0.28	0.25	1.63	0.95	0.83		
OUTCOME TOTALE (M€)	67.53	30.88	26.28	30.88	29.70	29.12	26.88	29.12	27.37	27.37	29.70	28.63	25.78		

Risultati per il sito di Mazara del Pantelleria con taglia impianto da 1 a 15 MW.





Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELENA														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Profondità media del fondale (m)	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464
Distanza porto Hub (migliaia)	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Distanza porto Hub (km)	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426
Hrms (m)	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Hsmedia (m)	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11
Hs,max (m)	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30
Taglia Impianto (MW)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Classe di Profondità (-)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Costo PTO (M€)	1.75	3.50	5.25	7.00	8.75	10.50	12.25	14.00	15.75	17.50	19.25	21.00	22.75	24.50	26.25
Costo Piattaforma (M€)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Costo Ancoraggi (M€)	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Costo Ormeaggi (M€)	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
Costo Installazione & logistica (M€)	0.32	0.64	0.96	1.28	1.60	1.92	2.24	2.56	2.88	3.19	3.51	3.83	4.15	4.47	4.79
Costo Servizi Ingegneria (M€)	0.08	0.16	0.23	0.31	0.39	0.47	0.55	0.62	0.70	0.78	0.86	0.94	1.01	1.09	1.17
Contingenza & imprevisti (M€)	0.12	0.21	0.32	0.42	0.53	0.63	0.74	0.84	0.95	1.05	1.16	1.26	1.37	1.47	1.58
Costo Decommissioning (M€)	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
CAPEX (M€)	6.27	8.51	10.76	13.02	15.27	17.52	19.77	22.03	24.28	26.53	28.78	31.04	33.29	35.54	37.79
OPEX (M€)	0.27	0.54	0.81	1.08	1.35	1.62	1.89	2.16	2.43	2.70	2.97	3.24	3.51	3.78	4.05
Pmedia (kW/m)	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24
Seasonal Index (-)	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
Capacity_factor_basale (-)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Hrms/Hs,max (-)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Capacity_factor_assunta (-)	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Energia media annua (kWh/MW)	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04	81.04
Energia media annua (MWh)	81.04	162.09	243.13	324.17	405.22	486.26	567.30	648.34	729.39	810.43	891.47	972.52	1053.56	1134.60	1215.65
CAPEX/MW (M€/MW)	6.27	4.26	3.59	3.25	3.05	2.92	2.82	2.75	2.70	2.65	2.62	2.59	2.56	2.54	2.52
OPEX/MW (M€/MW)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
INCOME TOTALE (M€)	0.16	0.33	0.49	0.65	0.81	0.98	1.14	1.30	1.46	1.63	1.79	1.95	2.11	2.28	2.44
OUTCOME TOTALE (M€)	9.28	6.18	9.26	12.35	15.44	18.53	21.61	24.70	27.79	30.88	33.96	37.05	40.14	43.23	46.32

Risultati per il sito di Mazara del Vallo con taglia impianto da 1 a 15 MW.





Dati richiesti sul sito/progetto	MAZARA DEL VALLO														
	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Profondità media del fondale (m)	74	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Distanza porto Hub (migliaia)	213	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
Distanza porto Hub (km)	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Hrms (m)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Hs,max (m)	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71
Altezza d'ondata di Progetto (m)	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14
Taglia Impianto (MW)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Classe di Profondità (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Classe di Altezza d'ondata (-)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Classe di Distanza Porto Hub (-)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Costo PTO (M€)	1.75	3.50	5.25	7.00	8.75	10.50	12.25	14.00	15.75	17.50	19.25	21.00	22.75	24.50	26.25
Costo Piattaforma (M€)	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Costo Ancoraggi (M€)	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
Costo Ormeaggi (M€)	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Costo Installazione & logistica (M€)	0.30	0.59	0.89	1.18	1.48	1.78	2.07	2.37	2.66	2.96	3.25	3.55	3.85	4.14	4.44
Costo Servizi Ingegneria (M€)	0.06	0.13	0.19	0.26	0.32	0.38	0.45	0.51	0.58	0.64	0.70	0.77	0.83	0.90	0.96
Contingenza & Imprevisti (M€)	0.09	0.19	0.28	0.37	0.46	0.56	0.65	0.74	0.83	0.93	1.02	1.11	1.20	1.30	1.39
Costo Decommissioning (M€)	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
CAPEX (M€)	4.43	6.64	8.84	11.04	13.24	15.44	17.65	19.85	22.05	24.25	26.46	28.66	30.86	33.06	35.27
OPEX (M€)	0.22	0.43	0.65	0.86	1.08	1.29	1.51	1.72	1.94	2.15	2.37	2.58	2.80	3.01	3.23
Pmedia (kW/m)	5.70	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24
Seasonal Index (-)	1.20	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
Capacity_factor_basale (-)	0.28	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Hrms/Hs,max (-)	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Capacity_factor_assunta (-)	0.31	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Energia media annua (kWh/MW)	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94	49.94
Energia media annua (MWh)	49.94	99.88	149.82	199.77	249.71	299.65	349.59	399.53	449.47	499.41	549.36	599.30	649.24	699.18	749.12
CAPEX/MW (M€/MW)	4.43	3.32	2.95	2.76	2.65	2.57	2.52	2.48	2.45	2.43	2.41	2.39	2.37	2.36	2.35
OPEX/MW (M€/MW)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
INCOME TOTALE (M€)	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50
OUTCOME TOTALE (M€)	6.83	4.92	7.38	9.84	12.30	14.76	17.22	19.68	22.15	24.61	27.07	29.53	31.99	34.45	36.91



8. FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI FOTOVOLTAICI OFFSHORE

L'obiettivo di questa analisi è valutare la fattibilità economica dell'installazione di parchi fotovoltaici offshore flottanti in determinate località marittime. In particolare, si valuteranno i quindici siti italiani (Pantelleria, Carloforte, Mazara Del Vallo, Mid Sardinia, Bosa Marina, South Sardinia, Monopoli, Rosignano Solvay, Gargano, Ancona, Alghero, Otranto, Ortona, Napoli, Ragusa) selezionati nell'ambito del Progetto DIGITALMED.

Per lo studio si valuteranno:

- le condizioni del sito (risorsa energetica, clima ondosso, profondità, tipologia del fondale);
- alcuni criteri di selezione (distanza dai porti Hub, distanza dai porti per le operazioni di manutenzione, fattibilità, rischi, ambiente)

Il processo di selezione è di tipo iterativo: vengono formulate delle ipotesi (basate su primarie assunzioni tecniche che contemplano criteri chiave e poi, per successive iterazioni ed approssimazioni (tentativi controllati volti al miglioramento continuo), si giunge all'obiettivo prefissato: tale obiettivo è stato duale, ovvero il più basso LCOE ed il più alto differenziale tra INCOME ed OUTCOME.

8.1 MATERIALE E METODO

8.1.1 Dati meteomarini

I dati di partenza sono costituiti dal database creato appositamente per il progetto DIGITALMED inerenti i dati meteomarini.

Per i dati di velocità massima delle correnti marine si sono impiegati gli studi condotti nell'ambito del progetto e relativi alla serie storica del dataset ERA5.

Per questo studio, inoltre, si è tenuto conto delle serie ondose per ottenere informazioni sintetiche quali l'altezza d'onda di progetto, HD. Tale valore è stato qui definito come $1.25 \times H_{s,max}$, essendo $H_{s,max}$ il massimo valore di altezza d'onda osservato su 10 anni di osservazioni per ciascun sito.



8.1.2 Distanza dal porto Hub e Classi di distanza

Per il presente studio si considera come porto di riferimento (Hub) quello già identificato per il settore dell'eolico offshore. Il termine "porto hub eolico" si riferisce a porti che sono stati identificati come nodi strategici per la logistica legata all'eolico, specialmente per l'assemblaggio e la movimentazione di grandi componenti di turbine eoliche, soprattutto offshore.

Come previsto dal Decreto Energia 181 del 2023, è stata avviata la procedura per la individuazione di almeno due porti nel Mezzogiorno per lo sviluppo della cantieristica navale da per la filiera tecnologica dell'eolico offshore in Italia. Tali porti devono rientrare nelle Autorità di sistema portuale o aree portuali limitrofe a quelle in cui sia in corso l'eliminazione graduale dell'uso del carbone.

Il decreto interministeriale che individua le aree demaniali marittime idonee allo sviluppo di hub cantieristici offshore per il rafforzamento della filiera industriale nazionale nel settore delle energie rinnovabili marine è stato firmato 2025. Le aree prioritarie selezionate sono quelle di Augusta e Taranto, scelte in base a criteri di fattibilità tecnico-economica, disponibilità di spazi, tempi di realizzazione e connessione logistica. Gli interventi infrastrutturali previsti – tra cui ammodernamenti, dragaggi e adeguamenti di banchine – permetteranno lo sviluppo di attività fondamentali come produzione, assemblaggio e varo di componenti per impianti eolici galleggianti.

Il valore complessivo degli investimenti ammonta a 78,3 milioni di euro, distribuiti su tre annualità a partire dal 2025, e sarà finanziato tramite la riassegnazione dei proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di CO₂.

Con questa iniziativa, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia, avvia un percorso strategico per la transizione energetica, lo sviluppo sostenibile della cantieristica portuale e il consolidamento del ruolo dell'Italia nel Mediterraneo come hub industriale per l'eolico offshore.

Sono stati esclusi, invece, i porti individuati come hub secondari, ovvero per attività complementari: il Porto di Brindisi ed il Porto di Civitavecchia.

Infine, sul fronte dei finanziamenti privati, va citato che Renexia ha presentato un suo progetto, che prevede un investimento di 500 milioni di euro, per realizzare un hub per l'eolico nel porto di Ortona, in Abruzzo. Del progetto fa parte anche il colosso cinese Ming Yang, il più grande produttore privato di turbine eoliche in Cina.



In questo studio, tuttavia, si impiegherà come criterio la distanza tra il sito ed il più vicino dei due porti su citati (Augusta o Taranto).

Inoltre, la distanza sito-porto Hub ha consentito di definire n. 3 “Classi di distanza” così definite:

	Classe di distanza		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distanza dal Porto Hub	<200 km	<400 km	>400 km

A tali classi saranno associati diversi costi unitari (M€/MW) per le Operational Expenditures (OPEX).

8.1.3 Classi di profondità

La profondità di ciascun sito è preliminarmente definita. Salvo casi specifici (come Pantelleria e Napoli) si tratta di profondità registrate a 12 miglia dalla costa di ciascun sito studio.

Le classi di profondità sono state definite per caratterizzare altrettante fasce di costo unitario per ciascuna delle seguenti voci: piattaforma, ancoraggio, Ormeggio, Ingegneria+Progettazione+EIA+certificati, Contingenza & Imprevisti.

Le n. 3 classi sono così definite:

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Profondità media del sito	<100 m	<200 m	>200 m

8.1.4 Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo

In Italia, la tariffa incentivante di riferimento per l’energia da impianti fotovoltaici offshore floating è fissata nel Decreto FER 2 come 105 €/MWh per tutta la potenza, con vita utile convenzionale di 20 anni. Dunque, si è proceduto al calcolo:

$$R_{annuo} = T \times E$$

dove:05

- R_{annuo} = ricavo annuo lordo [€/anno]
- T = tariffa incentivante [€/MWh]
- E = energia elettrica prodotta nell'anno [MWh/anno]

8.1.5 Costo dell'impianto flottante

Il costo del dispositivo di conversione è stato calcolato come somma di due contributi: i) quello dei pannelli e della componentistica di conversione, ii) quello della piattaforma di galleggiamento. Entrambe le aliquote sono poste in funzione dell'altezza d'onda di progetto. Questo per tenere in conto della maggiore resistenza che devono avere i componenti a seguito delle sollecitazioni meteomarine (sintetizzate appunto in H_D). Le tabelle di riferimento (valori di costo unitario in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
$C_{\text{panel}} / \text{MW}$ [M€/MW]	0.9	0.95	1
$C_{\text{platform}} / \text{MW}$ [M€/MW]	1	1.2	1.5

8.1.6 Costo degli Ancoraggi

Il costo degli ancoraggi è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto e della profondità tramite la seguente relazione empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{\text{ancoraggi}}}{\text{MW}} = 1 + \left(0.0581 \frac{\text{€}}{\text{MW}} + 0.0001249152 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot (H_D)^\varepsilon \right)$$

Essendo H_D l'altezza d'onda di Design ed ε un esponente funzione della classe di profondità. I valori di ε sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ϵ	1.3	1.7	2.1

Questa espressione cerca di interpretare (sulla scorta dei dati reali rinvenuti) il fatto che le forze idrodinamiche crescono proporzionalmente fino a circa il quadrato dell'altezza d'onda di progetto, che gli ancoraggi devono essere più robusti, pesanti o ridondanti in funzione della profondità e che gli ancoraggi, in funzione della profondità (a parità di H_D) sono via via più spessi e con materiali ad alte prestazioni (\Rightarrow costo \uparrow rapidamente).

8.1.7 Costo degli Ormeggi

Il costo degli ormeggi è stato legato prioritariamente alla profondità mediante una formula empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{ormeggi}}{MW} = 1 + \left(0.06 \frac{\epsilon}{MW} + 0.000052 \frac{\epsilon}{MW} \cdot D^\delta \right)$$

Essendo D la profondità media del sito e δ un esponente funzione della classe di profondità. I valori di δ sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
δ	1.2	1.22	1.25

8.1.8 Costo per Installazione & Logistica

La distanza tra il sito di installazione ed il porto Hub è stato impiegato per calcolare direttamente il costo connesso l'installazione, la logistica e al trasporto (traino e vascelli ausiliari) dei componenti. Dopo una serie di dati tecnici di letteratura, è stato selezionato il costo di 975€/km per ogni MW di potenza nominale dell'impianto.

8.1.9 Costo dei servizi di Ingegneria e affini

Il costo per Ingegneria (progettazione, direzione lavori, sicurezza, collaudo, studio di impatto ambientale e certificazioni) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{engineering}}{MW} = Y(D) \frac{\text{€}}{MW} + \Gamma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo Y un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e Γ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di Y e di Γ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Y [€/MW]	0.085	0.095	0.105

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Γ [€/MW]	0.005	0.0075	0.01

8.1.10 Costo degli imprevisti

Il costo per contingenze ed imprevisti è valutato come percentuale sulla somma dei costi precedenti. Tali percentuali sono ottenute come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{impredisti}}{MW} = \mu(D) \frac{\text{€}}{MW} + \sigma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo μ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e σ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di μ e di σ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
μ [€/MW]	0.058	0.064	0.07

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
σ [€/MW]	0.004	0.006	0.008

8.1.11 Decommissioning

Il costo per la disinstallazione (decommissioning) è stato valutato come il 20% della somma dei costi di ancoraggio ed ormeggio.

8.1.12 CAPEX

Il costo totale dell'investimento (noto come Capital Expenditure o CAPEX) è pari alla somma del costo di turbina, piattaforma, ancoraggi, ormeggi, installazione, servizi di ingegneria, il tutto maggiorato per la percentuale di imprevisti. Infine, si aggiungono i costi di decommissioning (dunque, esclusi dalla maggiorazione per imprevisti).

8.1.13 OPEX

Il costo totale dell'esercizio e delle attività di manutenzione (noto come Operational Expenditure o OPEX) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità (D), della distanza (S) e della classe di altezza d'onda di progetto (H_D).

$$\frac{OPEX}{MW} = \vartheta(D) \frac{\text{€}}{MW} + \omega(S) \frac{\text{€}}{MW} \varphi(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo ϑ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e ω un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di distanza dal porto Hub e φ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di ϑ , ω e di φ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ϑ [€/MW]	0.135	0.145	0.155

	Classe di Distanza dal Porto Hub		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ω [€/MW]	0.065	0.08	0.095

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
φ [€/MW]	0.01	0.015	0.02

8.1.14 ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI

Assumendo un tasso annuo di sconto del 6% e come orizzonte temporale quello dettato dalla durata della concessione di utilizzo dei deflussi (26 anni), per attualizzare gli OPEX è sufficiente calcolare per ogni anno l'espressione data da:

$$O_{\text{att}} = \sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- O_t = OPEX nel t-esimo anno [€/anno]
- r = tasso di attualizzazione (es. 6–8%)
- N = vita utile del progetto (tipicamente 20–25 anni)

Analogamente, per gli introiti (ricavo lordo calcolato come prodotto della produzione media annua per gli incentivi) si può calcolare

$$\text{Valore presente dei ricavi} = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+r)^t}$$

Essendo R_t è il ricavo nell'anno t , r è il tasso di sconto, e la vita utile è N anni.

8.1.15 LCOE

Il LCOE (Levelized Cost of Energy) - cioè il costo livellato dell'energia - rappresenta il costo medio di produzione per MWh tenendo conto di tutti i costi attualizzati e della produzione attualizzata.

Il LCOE è definito come:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

dove:

C_t costi nel tempo t : investimento iniziale, OPEX, decommissioning [€]

E_t energia prodotta nell'anno t [MWh]

r tasso di sconto (WACC)

N vita utile del progetto [anni]

8.1.16 PAYBACK

Il payback indica il tempo necessario perché i flussi di cassa cumulati diventino positivi, cioè quando i ricavi attualizzati compensano la somma di CAPEX e costi operativi iniziali. Nel caso di payback semplice, non si considera necessariamente il valore del denaro nel tempo. Ovvero se i flussi di cassa annuali netti (ricavi – OPEX) sono costanti, può calcolarsi come:

$$\text{Payback (anni)} = \frac{CAPEX}{\text{Flusso di cassa annuo netto}}$$

- CAPEX = investimento iniziale
- Flusso di cassa annuo netto = ricavi annuali – OPEX

8.2 RISULTATI

Nella tabella seguente sono riportati i dati significativi dei siti e i principali risultati dell'analisi economica.

Sono inoltre mostrati, con classe condizionale per una rapida intellegibilità e confronto dei risultati, i valori di CAPEX/MW, INCOME TOTALE (sull'intera vita tecnica del progetto), OUTCOME TOTALE e payback (semplificato).

Le analisi sono effettuate per un impianto di 10 MW di potenza nominale.

Il Sito di Mazara del Vallo e di Ragusa risultano i più promettenti, con un LCOE di poco inferiore a 300 €/MWh.

Risultati per taglia impianto di 10 MW.

Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDEGNA	BOSA MARINA	SOUTH SARDEGNA	MONOPOLI	ROSIANO SOLVAY	GARGANO	ANCONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale (m)	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (migliaia)	230	451	213	489	515	427	195	404	280	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Hrms (m)	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7	0.4	0.5	0.4	0.4	0.8	0.7	0.4	0.3	0.6
Hsmedia (m)	1.1	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	0.6	0.7	0.6	0.6	1.1	1.0	0.5	0.4	0.9
Hsmax (m)	7.4	7.7	5.7	7.3	7.2	6.5	4.5	5.4	4.4	4.7	7.4	5.6	4.8	4.7	5.7
Velocità Corrente Media @15 m (m/s)	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2
Velocità Massima 2016-2018 depth: 0-150m (m/s)	0.7	1.1	0.8	0.6	0.5	1.0	0.6	0.6	0.4	0.6	0.6	0.9	0.5	0.3	0.7
Irraggiamento Annuale (kWh/mq)	2124.6	2085.5	2081.1	1999.2	2014.3	2071.8	1988.4	1888.3	1948.6	1867.6	2037.3	1993.3	1872.0	1900.5	2101.4
Variazione Interannuale Irraggiamento (kWh)	24.9	28.1	31.3	32.2	33.3	27.1	32.6	50.5	33.4	42.4	27.2	33.1	35.5	43.6	22.8
Produzione MFPV (kWh x KWp)	1731.0	1692.3	1703.9	1608.7	1631.8	1661.8	1625.1	1526.1	1600.2	1532.8	1667.5	1619.3	1498.1	1542.0	1701.4
Angolo di inclinazione ottimale	34.0	36.0	34.0	35.0	36.0	35.0	37.0	38.0	37.0	38.0	37.0	36.0	38.0	36.0	34.0
DiametroTurbina	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.3	9.6	7.1	9.1	8.9	8.1	5.6	6.7	5.4	5.9	9.3	7.0	6.0	5.9	7.1
Taglia Impianto (MW)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Produzione totale impianto (MWh)	17310	16923	17039	16087	16318	16618	16251	15261	16002	15328	16675	16193	14881	15420	17014
Classe di Profondità (-)	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	2	1	2
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	2	3	3	2	2	2	1	1	3	2	1	1	2
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	2	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	1
Costo Dispositivo (Mc)	25.0	25.0	21.0	25.0	24.5	21.5	19.5	21.5	19.0	19.0	24.5	22.0	19.0	19.0	21.5
Costo Ancoraggi (Mc)	1.7	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6
Costo Ormecci (Mc)	3.6	2.7	2.0	4.5	2.3	2.3	2.2	2.2	2.0	2.0	2.3	4.0	2.1	2.0	2.1
Costo Installazione & logistica (Mc)	3.2	6.3	3.0	6.8	7.2	5.9	2.7	5.6	3.6	6.0	7.4	1.5	4.8	3.1	1.2
Costo Servizi Ingegneria (Mc)	0.8	0.7	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.8	0.6	0.6	0.7
Contingenza & imprevisti (Mc)	1.2	1.1	0.9	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	1.0	1.1	0.9	0.9	1.0
Costo Decommissioning (Mc)	1.1	0.9	0.7	1.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	1.1	0.7	0.7	0.8
CAPEX (Mc)	36.5	38.4	29.9	40.9	38.0	33.9	28.4	33.5	28.5	30.8	36.2	32.2	29.8	27.9	29.0
OPEX (Mc)	2.7	2.7	2.3	2.7	2.6	2.6	2.4	2.6	2.4	2.4	2.6	2.5	2.4	2.4	2.3
CAPEX/MW (€/KW)	3647.96	3837.12	2988.39	4094.65	3797.16	3391.76	2842.24	3345.74	2945.98	3079.22	3817.01	3217.87	2976.19	2791.79	2897.64
OPEX/MW (Mc/MW)	0.27	0.27	0.23	0.27	0.26	0.26	0.24	0.26	0.24	0.24	0.26	0.25	0.24	0.24	0.23
INGOME TOTALE (Mc)	34.33	33.56	33.79	31.91	32.36	32.96	32.23	30.27	31.74	30.40	32.87	32.12	29.71	30.58	33.74
OUTCOME TOTALE (Mc)	66.23	30.45	25.98	30.45	29.29	28.80	26.57	28.80	27.06	27.06	29.29	28.31	27.06	27.08	25.49
PAYBACK Semplificato (anni)	87.72	110.83	38.96	209.22	112.61	76.86	49.41	169.79	59.25	85.76	99.52	77.59	100.34	74.33	35.66
LCOE (€/MWh)	334	351	283	383	356	325	291	352	299	326	351	322	327	307	276

9. FATTIBILITÀ ECONOMICA DI PARCHI ENERGETICI DA CORRENTI MARINE

L'obiettivo di questa analisi è valutare la fattibilità economica dell'installazione di parchi energetici da correnti marine in determinate località marittime. In particolare, si valuteranno i quindici siti italiani (Pantelleria, Carloforte, Mazara Del Vallo, Mid Sardinia, Bosa Marina, South Sardinia, Monopoli, Rosignano Solvay, Gargano, Ancona, Alghero, Otranto, Ortona, Napoli, Ragusa) selezionati nell'ambito del Progetto DIGITALMED.

Per lo studio si valuteranno:

- le condizioni del sito (risorsa energetica, clima ondosso, profondità, tipologia del fondale);
- alcuni criteri di selezione (distanza dai porti Hub, distanza dai porti per le operazioni di manutenzione, fattibilità, rischi, ambiente)

Il processo di selezione è di tipo iterativo: vengono formulate delle ipotesi (basate su primarie assunzioni tecniche che contemplano criteri chiave e poi, per successive iterazioni ed approssimazioni (tentativi controllati volti al miglioramento continuo), si giunge all'obiettivo prefissato: tale obiettivo è stato duale, ovvero il più basso LCOE ed il più alto differenziale tra INCOME ed OUTCOME.

9.1 MATERIALE E METODO

9.1.1 Dati meteomarini

I dati di partenza sono costituiti dal database creato appositamente per il progetto DIGITALMED inerenti i dati meteomarini.

Per i dati di velocità massima delle correnti marine si sono impiegati gli studi condotti da Gucel & Sakalli (2024) ¹. In particolare, la figura n. 2 (riferita all'anno 2016) dello studio è stata georeferenziata e sono stati ottenuti graficamente, in ambiente GIS, i valori di velocità corrispondenti ai siti di interesse. Procedura analoga è stata operata per la velocità media, ma impiegando la Figura IV-27 dello studio condotto dal Copernicus Monitoring Environment

¹ Gucel, M. U., & Sakalli, A. (2024). Analyzing the Mediterranean Sea's Dynamic Current System and Modeling of Renewable Current Energy Potential. *Journal of Marine Science and Engineering*, 12(4), 671.

Marine Service (CMEMS)². Pertanto, i dati di velocità media sono riferiti ad una profondità di 15 m e sono mediati nel periodo 2007-2016.

Per questo studio, inoltre, si è tenuto conto delle serie ondose per ottenere informazioni sintetiche quali l'altezza d'onda di progetto, HD. Tale valore è stato qui definito come $1.25 \times H_{s,max}$, essendo $H_{s,max}$ il massimo valore di altezza d'onda osservato su 10 anni di osservazioni per ciascun sito.

9.1.2 Distanza dal porto Hub e Classi di distanza

Per il presente studio si considera come porto di riferimento (Hub) quello già identificato per il settore dell'eolico offshore. Il termine "porto hub eolico" si riferisce a porti che sono stati identificati come nodi strategici per la logistica legata all'eolico, specialmente per l'assemblaggio e la movimentazione di grandi componenti di turbine eoliche, soprattutto offshore.

Come previsto dal Decreto Energia 181 del 2023, è stata avviata la procedura per la individuazione di almeno due porti nel Mezzogiorno per lo sviluppo della cantieristica navale da per la filiera tecnologica dell'eolico offshore in Italia. Tali porti devono rientrare nelle Autorità di sistema portuale o aree portuali limitrofe a quelle in cui sia in corso l'eliminazione graduale dell'uso del carbone.

Il decreto interministeriale che individua le aree demaniali marittime idonee allo sviluppo di hub cantieristici offshore per il rafforzamento della filiera industriale nazionale nel settore delle energie rinnovabili marine è stato firmato 2025. Le aree prioritarie selezionate sono quelle di Augusta e Taranto, scelte in base a criteri di fattibilità tecnico-economica, disponibilità di spazi, tempi di realizzazione e connessione logistica. Gli interventi infrastrutturali previsti – tra cui ammodernamenti, dragaggi e adeguamenti di banchine – permetteranno lo sviluppo di attività fondamentali come produzione, assemblaggio e varo di componenti per impianti eolici galleggianti.

Il valore complessivo degli investimenti ammonta a 78,3 milioni di euro, distribuiti su tre annualità a partire dal 2025, e sarà finanziato tramite la riassegnazione dei proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di CO₂.

² Escudier, R., Clementi, E., Nigam, T., Aydogdu, A., Elena, F., Pistoia, J., ... & Miraglio, P. (2024). Mediterranean Sea Production Centre MEDSEA_MULTIYEAR_PHY_006_004: Quality Information Document. *Copernicus Monitoring Environment Marine Service (CMEMS)*.

Con questa iniziativa, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia, avvia un percorso strategico per la transizione energetica, lo sviluppo sostenibile della cantieristica portuale e il consolidamento del ruolo dell'Italia nel Mediterraneo come hub industriale per l'eolico offshore.

Sono stati esclusi, invece, i porti individuati come hub secondari, ovvero per attività complementari: il Porto di Brindisi ed il Porto di Civitavecchia.

Infine, sul fronte dei finanziamenti privati, va citato che Renexia ha presentato un suo progetto, che prevede un investimento di 500 milioni di euro, per realizzare un hub per l'eolico nel porto di Ortona, in Abruzzo. Del progetto fa parte anche il colosso cinese Ming Yang, il più grande produttore privato di turbine eoliche in Cina.

In questo studio, tuttavia, si impiegherà come criterio la distanza tra il sito ed il più vicino dei due porti su citati (Augusta o Taranto).

Inoltre, la distanza sito-porto Hub ha consentito di definire n. 3 "Classi di distanza" così definite:

	Classe di distanza		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distanza dal Porto Hub	<200 km	<400 km	>400 km

A tali classi saranno associati diversi costi unitari (M€/MW) per le Operational Expenditures (OPEX).

9.1.3 Classi di profondità

La profondità di ciascun sito è preliminarmente definita. Salvo casi specifici (come Pantelleria e Napoli) si tratta di profondità registrate a 12 miglia dalla costa di ciascun sito studio.

Le classi di profondità sono state definite per caratterizzare altrettante fasce di costo unitario per ciascuna delle seguenti voci: Turbina, ancoraggio, Ormeggio, Ingegneria+Progettazione+EIA+certificati, Contingenza & Imprevisti.

Le n. 3 classi sono così definite:

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Profondità media del sito	<100 m	<200 m	>200 m

9.1.4 Calcolo della produzione

Il calcolo della produzione da correnti marine oraria ha considerato la nota formula

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

Essendo

P : Potenza teorica del vento (in Watt).

ρ : Densità dell'acqua di mare (in kg/m^3). E' stata posta pari a $1025 kg/m^3$.

A : Area spazzata dalle pale della turbina marina (in m^2). Si calcola come

$$A = \pi r^2$$

dove r è il raggio delle pale.

v : Velocità della corrente (in m/s).

C_p : Coefficiente di potenza (adimensionale). Per tale coefficiente è stato utilizzato un valore di 0.35 (ridotto, dunque, rispetto al valore nominale proposto per la tecnologia selezionata (GEM), pari a 0.8). Tale valore risulta quello omnicomprensivo nell'ambito dell'intera curva di efficienza.

9.1.5 Tariffa incentivante e Ricavo annuo lordo

In Italia, la tariffa incentivante di riferimento per l'energia da impianti da correnti marine è fissata nel Decreto FER 2 come 180 €/MWh per tutta la potenza, con vita utile convenzionale di 20 anni. Dunque, si è proceduto al calcolo:

$$R_{annuo} = T \times E$$

dove:

- R_{annuo} = ricavo annuo lordo [€/anno]
- T = tariffa incentivante [€/MWh]
- E = energia elettrica prodotta nell'anno [MWh/anno]

9.1.6 Costo della turbina marina

Il costo del dispositivo di conversione è stato calcolato come somma di due contributi: i) quello della turbina (o turbine) e della componentistica di conversione, ii) quello della piattaforma di galleggiamento- Entrambe le aliquote sono poste in funzione dell'altezza d'onda di progetto. Questo per tenere in conto della maggiore resistenza che devono avere i componenti a seguito delle sollecitazioni meteomarine (sintetizzate appunto in H_D). Le tabelle di riferimento (valori di costo unitario in milioni di € per MW di potenza nominale della turbina) sono stati ottenuti nell'ambito del presente studio e sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
$C_{\text{turbine}} / \text{MW}$ [M€/MW]	1.43	1.5	1.62
$C_{\text{platform}} / \text{MW}$ [M€/MW]	1.2	1.5	1.8

9.1.7 Costo degli Ancoraggi

Il costo degli ancoraggi è stato posto in funzione dell'altezza d'onda di progetto e della profondità tramite la seguente relazione empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{\text{ancoraggi}}}{\text{MW}} = 4 * \left(0.0581 \frac{\text{€}}{\text{MW}} + 0.0001249152 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot (H_D)^\varepsilon \right)$$

Essendo H_D l'altezza d'onda di Design ed ε un esponente funzione della classe di profondità. I valori di ε sono definiti dalla tabella seguente.

Classe di profondità

	Classe 1	Classe 2	Classe 3
€	1.3	1.7	2.1

Questa espressione cerca di interpretare (sulla scorta dei dati reali rinvenuti) il fatto che le forze idrodinamiche crescono proporzionalmente fino a circa il quadrato dell'altezza d'onda di progetto, che gli ancoraggi devono essere più robusti, pesanti o ridondanti in funzione della profondità e che gli ancoraggi, in funzione della profondità (a parità di H_D) sono via via più spessi e con materiali ad alte prestazioni (\Rightarrow costo \uparrow rapidamente).

9.1.8 Costo degli Ormeggi

Il costo degli ormeggi è stato legato prioritariamente alla profondità mediante una formula empirica ottenuta nell'ambito del presente studio:

$$\frac{C_{ormeggi}}{MW} = 1.7 * \left(0.06 \frac{\text{€}}{MW} + 0.000052 \frac{\text{€}}{MW} \cdot D^\delta \right)$$

Essendo D la profondità media del sito e δ un esponente funzione della classe di profondità. I valori di δ sono definiti dalla tabella seguente.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
δ	1.2	1.22	1.25

9.1.9 Costo per Installazione & Logistica

La distanza tra il sito di installazione ed il porto Hub è stato impiegato per calcolare direttamente il costo connesso l'installazione, la logistica e al trasporto (traino e vascelli ausiliari) dei componenti. Dopo una serie di dati tecnici di letteratura, è stato selezionato il costo di 975€/km per ogni MW di potenza nominale dell'impianto.

9.1.10 Costo dei servizi di Ingegneria e affini

Il costo per Ingegneria (progettazione, direzione lavori, sicurezza, collaudo, studio di impatto ambientale e certificazioni) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{engineering}}{MW} = Y(D) \frac{\text{€}}{MW} + \Gamma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo Y un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e Γ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di Y e di Γ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Y [€/MW]	0.085	0.095	0.105

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Γ [€/MW]	0.005	0.0075	0.01

9.1.11 Costo degli imprevisti

Il costo per contingenze ed imprevisti è valutato come percentuale sulla somma dei costi precedenti. Tali percentuali sono ottenute come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità e della classe di altezza d'onda di progetto.

$$\frac{C_{imprevisti}}{MW} = \mu(D) \frac{\text{€}}{MW} + \sigma(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo μ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e σ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di μ e di σ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
μ [€/MW]	0.058	0.064	0.07

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
σ [€/MW]	0.004	0.006	0.008

9.1.12 Decommissioning

Il costo per la disinstallazione (decommissioning) è stato valutato come il 20% della somma dei costi di ancoraggio ed ormeggio.

9.1.13 CAPEX

Il costo totale dell'investimento (noto come Capital Expenditure o CAPEX) è pari alla somma del costo di turbina, piattaforma, ancoraggi, ormeggi, installazione, servizi di ingegneria, il tutto maggiorato per la percentuale di imprevisti. Infine, si aggiungono i costi di decommissioning (dunque, esclusi dalla maggiorazione per imprevisti).

9.1.14 OPEX

Il costo totale dell'esercizio e delle attività di manutenzione (noto come Operational Expenditure o OPEX) è stato valutato come somma di aliquote fissate in funzione della classe di profondità (D), della distanza (S) e della classe di altezza d'onda di progetto (H_D).

$$\frac{OPEX}{MW} = \vartheta(D) \frac{\text{€}}{MW} + \omega(S) \frac{\text{€}}{MW} \varphi(H_D) \frac{\text{€}}{MW}$$

Essendo ϑ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di profondità e ω un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di distanza dal porto Hub e φ un valore di costo unitario (€/MW) funzione della classe di altezza d'onda di progetto.

I valori di ϑ , ω e di φ sono definiti dalle tabelle seguenti.

	Classe di profondità		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ϑ [€/MW]	0.135	0.145	0.155

	Classe di Distanza dal Porto Hub		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
ω [€/MW]	0.065	0.08	0.095

	Classe di Altezza d'onda di progetto		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
φ [€/MW]	0.01	0.015	0.02

9.1.15 ATTUALIZZAZIONE DEGLI OPEX E DEGLI INTROITI

Assumendo un tasso annuo di sconto del 6% e come orizzonte temporale quello dettato dalla durata della concessione di utilizzo dei deflussi (26 anni), per attualizzare gli OPEX è sufficiente calcolare per ogni anno l'espressione data da:

$$O_{\text{att}} = \sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- O_t = OPEX nel t-esimo anno [€/anno]
- r = tasso di attualizzazione (es. 6–8%)
- N = vita utile del progetto (tipicamente 20–25 anni)

Analogamente, per gli introiti (ricavo lordo calcolato come prodotto della produzione media annua per gli incentivi) si può calcolare

$$\text{Valore presente dei ricavi} = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+r)^t}$$

Essendo R_t è il ricavo nell'anno t , r è il tasso di sconto, e la vita utile è N anni.

9.1.16 LCOE

Il LCOE (Levelized Cost of Energy) - cioè il costo livellato dell'energia - rappresenta il costo medio di produzione per MWh tenendo conto di tutti i costi attualizzati e della produzione attualizzata.

Il LCOE è definito come:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

dove:

C_t costi nel tempo t : investimento iniziale, OPEX, decommissioning [€]

E_t energia prodotta nell'anno t [MWh]

r tasso di sconto (WACC)

N vita utile del progetto [anni]

9.1.17 PAYBACK

Il payback indica il tempo necessario perché i flussi di cassa cumulati diventino positivi, cioè quando i ricavi attualizzati compensano la somma di CAPEX e costi operativi iniziali. Nel caso di payback semplice, non si considera necessariamente il valore del denaro nel tempo. Ovvero se i flussi di cassa annuali netti (ricavi – OPEX) sono costanti, può calcolarsi come:

$$\text{Payback (anni)} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Flusso di cassa annuo netto}}$$

- CAPEX = investimento iniziale
- Flusso di cassa annuo netto = ricavi annuali – OPEX

9.2 RISULTATI

Nella tabella seguente sono riportati i dati significativi dei siti e i principali risultati dell'analisi economica.

Sono inoltre mostrati, con classe condizionale per una rapida intellegibilità e confronto dei risultati, i valori di CAPEX/MW, INCOME TOTALE (sull'intera vita tecnica del progetto), OUTCOME TOTALE e payback (semplificato).

Le analisi sono effettuate per un impianto di 1 MW di potenza nominale.

Il Sito di Mazara del Vallo e di Ragusa risultano i più promettenti, con un payback di circa 15 anni.

I calcoli sono stati effettuati in condizioni conservative, ma secondo le limitazioni di questo studio.

Risultati per taglia impianto di 1 MW.

Dati richiesti sul sito/progetto	PANTELLERIA	CARLOFORTE	MAZARA DEL VALLO	MID SARDINIA	BOSA MARINA	SOUTH SARDINIA	MONOPOLI	ROSIGNANO SOLVAY	GARGANO	ANGONA	ALGHERO	OTRANTO	ORTONA	NAPOLI	RAGUSA
Profondità media del fondale (m)	464	266	74	650	169	181	122	145	64	52	153	551	88	38	112
Distanza porto Hub (miglia)	230	451	213	489	515	427	195	404	260	430	533	110	349	222	89
Distanza porto Hub (km)	426	835	394	906	954	791	361	748	482	796	987	204	646	411	165
Hrms (m)	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7	0.4	0.5	0.4	0.4	0.8	0.7	0.4	0.3	0.6
Hs media (m)	1.1	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	0.6	0.7	0.6	0.6	1.1	1.0	0.5	0.4	0.9
Hs,max (m)	7.4	7.7	5.7	7.3	7.2	6.5	4.5	5.4	4.4	4.7	7.4	5.6	4.8	4.7	5.7
Velocità Corrente Media @15m (m/s)	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2
Velocità Massima 2016-2018 depth, 0-150m (m/s)	0.7	1.1	0.8	0.6	0.5	1.0	0.6	0.6	0.4	0.6	0.6	0.9	0.5	0.3	0.7
Diámetro Turbina	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Coppie di turbine (2x N. GEMSTAR)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Potenziale Densità di energia (kW/mq)	0.18	1.05	4.55	0.59	0.31	1.13	3.46	0.03	0.89	0.54	0.26	0.95	1.26	0.00	4.35
Potenza generata (W)	9	55	237	31	16	59	180	2	46	28	14	50	66	0	227
Energia media annua (MWh)	289	1726	7473	975	517	1851	5688	54	1456	894	431	1568	2073	7	7153
Altezza d'onda di Progetto (m)	9.3	9.6	7.1	9.1	8.9	8.1	5.6	6.7	5.4	5.9	9.3	7.0	6.0	5.9	7.1
Taglia Impianto (MW)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Classe di Profondità (-)	3	3	1	3	2	2	2	2	1	1	2	3	1	1	2
Classe di Altezza d'onda (-)	3	3	2	3	3	3	2	2	1	1	3	2	1	1	2
Classe di Distanza Porto Hub (-)	3	3	2	3	3	3	2	2	3	3	3	2	3	3	1
Costo Dispositivo (MC)	7.05	7.05	6.45	7.05	6.75	6.75	6.75	6.75	6.45	6.45	6.75	7.05	6.45	6.45	6.75
Costo Ancoraggi (MC)	3.44	3.49	2.87	3.41	3.04	3.00	2.90	2.94	2.84	2.85	3.05	3.15	2.85	2.86	2.96
Costo Ormezzi (MC)	4.39	2.95	1.76	5.88	2.22	2.28	2.00	2.10	1.72	1.68	2.14	5.07	1.82	1.63	1.95
Costo Installazione & logistica (MC)	0.42	0.81	0.38	0.88	0.93	0.77	0.35	0.73	0.47	0.78	0.96	0.20	0.63	0.40	0.16
Costo Servizi Ingegneria (MC)	0.08	0.08	0.06	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.07	0.08	0.06	0.06	0.07
Contingenza & imprevisti (MC)	0.12	0.11	0.09	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.10	0.11	0.09	0.09	0.10
Costo Decommissioning (MC)	1.56	1.29	0.93	1.86	1.05	1.06	0.98	1.01	0.91	0.91	1.04	1.64	0.93	0.90	0.98
CAPEX (MC)	17.05	15.78	12.54	19.27	14.16	14.03	13.15	13.71	12.55	12.82	14.12	17.30	12.83	12.40	12.97
OPEX (Mc)	0.54	0.54	0.46	0.54	0.52	0.51	0.47	0.51	0.48	0.48	0.52	0.50	0.48	0.48	0.45
CAPEX/MW (€/KW)	17045.10	15775.22	12544.75	19265.35	14158.71	14032.66	13146.04	13706.38	12553.17	12815.62	14116.97	17298.82	12831.37	12399.21	12970.42
OPEX/MW (€/MW)	0.54	0.54	0.46	0.54	0.52	0.51	0.47	0.51	0.48	0.48	0.52	0.50	0.48	0.48	0.45
INCOME TOTALE (MC)	0.53	3.17	13.71	1.79	0.95	3.40	10.44	0.10	2.67	1.64	2.88	2.88	3.80	0.01	13.12
OUTCOME TOTALE (MC)	22.55	5.88	4.75	5.58	5.37	5.27	4.86	5.27	4.96	4.96	5.37	5.17	4.96	4.96	4.66
PAYBACK Semplificato (anni)	NC	NC	14.17	NC	NC	NC	23.74	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	15.49
LCOE (€/MWh)	7655	1210	226	2491	3689	1019	309	3493	1176	1943	4416	1401	839	251672	241



10. LIMITAZIONI DELLO STUDIO

Lo studio presenta alcune limitazioni, legate principalmente alla disponibilità dei dati, alle ipotesi adottate e al livello di dettaglio delle analisi condotte.

Le analisi sono state condotte sulla base di dati meteo-marini, batimetrici e ambientali disponibili da fonti pubbliche e database consolidati. Tuttavia:

- la risoluzione spaziale e temporale dei dati utilizzati potrebbe non cogliere appieno fenomeni locali (ad es. effetti costieri, interazioni onda-corrente, ombreggiamenti nel caso del fotovoltaico galleggiante);
- non sono stati considerati dati derivanti da campagne di misura in situ, che potrebbero fornire una caratterizzazione più accurata dei singoli siti.

La selezione delle tecnologie di conversione energetica (offshore wind, wave energy, fotovoltaico galleggiante, correnti marine) è stata effettuata considerando configurazioni rappresentative e consolidate per ciascuna tipologia.

Non sono state analizzate:

- soluzioni tecnologiche proprietarie in fase commerciale avanzata;
- ottimizzazioni di dettaglio relative al layout, all'ancoraggio o all'integrazione ibrida tra più tecnologie nello stesso sito.

Le valutazioni economiche sono basate su:

- stime di costo (CAPEX e OPEX) derivate dalla letteratura tecnica e da report di settore;
- ipotesi semplificate sui ricavi, sui fattori di capacità e sui costi di connessione alla rete.

Di conseguenza:

- i risultati forniscono una valutazione comparativa e preliminare, non sostitutiva di uno studio di fattibilità di livello progettuale;



- non sono state considerate dinamiche di mercato future (variazioni dei prezzi dell'energia, incentivi, evoluzione normativa).

Nello studio non sono considerati i costi dei cablaggi e delle stazioni/sottostazioni elettriche.

- Lo studio non include una valutazione di impatto ambientale dettagliata né un'analisi completa dei vincoli autorizzativi. In particolare, non sono stati analizzati in dettaglio:
 - vincoli legati a navigazione, pesca, aree protette o usi concorrenti dello spazio marittimo;
 - gli effetti cumulativi delle installazioni sugli ecosistemi marini.

Il confronto tra i 15 siti italiani è stato condotto utilizzando criteri omogenei per tutte le tecnologie, al fine di garantire la confrontabilità dei risultati. Questo approccio, sebbene efficace per una valutazione su scala nazionale, può:

- ridurre la capacità di cogliere peculiarità locali di singoli siti;
- penalizzare soluzioni che richiederebbero un'analisi sito-specifica più approfondita.

Nonostante tali limitazioni, lo studio fornisce un quadro coerente e comparabile del potenziale di diverse tecnologie di conversione energetica marina lungo le coste italiane, rappresentando una solida base per successive analisi di dettaglio e approfondimenti progettuali.

Gli indirizzi metodologici ed i contenuti specifici forniti nel presente documento sono stati impostati in relazione all'obiettivo di fornire requisiti che possono essere ritenuti validi ed applicabili a tutte le tipologie di progetti e contesti ambientali. Le diverse sezioni del documento individuano i contenuti "minimi", che potranno essere adeguatamente tarati e sviluppati dal proponente in relazione alle specificità del progetto. **Il presente documento riflette l'opinione, gli studi ed i risultati delle ricerche del personale tecnico-scientifico coinvolto, e non è di natura vincolante.**