



PROPONENTE



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE  
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND  
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



GEOWYND



Studio misure di mitigazione e compensazione



SIA.ES STUDI SPECIALISTICI

ES.5 Valutazione del ciclo di vita dell'impianto eolico offshore

REV. DATA DESCRIZIONE

00 07/24 1ª emissione



## INDICE

1	PREMESSA.....	1
	1.1 PRINCIPALI IMPATTI E CONFRONTO CON IL CASO STUDIO .....	2
	1.2 DESCRIZIONE DEL METODO UTILIZZATO .....	3
2	DEFINIZIONE DELL’OBIETTIVO E CAMPO DI APPLICAZIONE.....	4
3	RACCOLTA DEI DATI E ANALISI D’INVENTARIO .....	6
4	VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI.....	8
5	INDICI DI PAYBACK - CONCLUSIONI .....	12

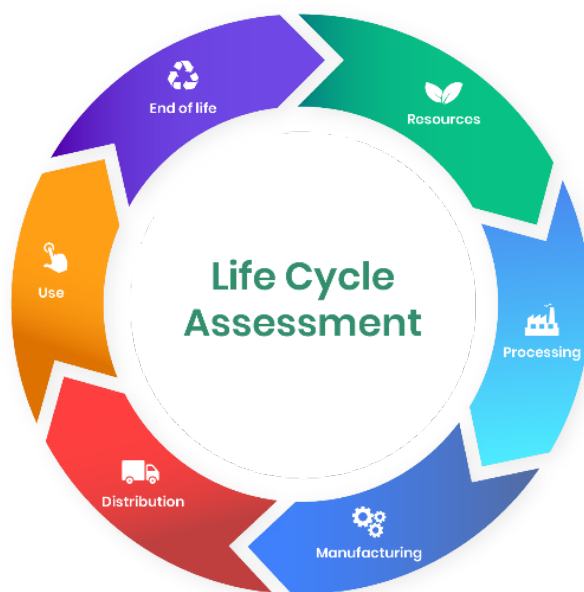
## 1 PREMESSA

Questa relazione si basa su uno studio condotto dal Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria Civile e Ambientale DICA (*Gaia Brussa, Mario Grosso, Lucia Rigamonti - Valutazione del ciclo di vita di impianti eolici offshore - Analisi del ciclo di vita di un parco eolico offshore con turbine eoliche da 15 MW su fondazioni galleggianti, localizzato al largo di Brindisi*), sull'impianto eolico offshore previsto a largo di Brindisi e costituito dall'installazione di 35 turbine da 15 MW per un totale di 525 MW, le turbine dell'impianto analizzato - come nel caso dell'impianto Eureka Wind - sono installate su fondazioni flottanti ancorate al fondale. Nel sistema modellizzato sono state inserite turbine eoliche, fondazioni galleggianti e relativi ormeggi, struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO) e il sistema elettrico di trasmissione dell'energia elettrica generata dalle turbine eoliche.

Lo studio preso a riferimento è allegato a questa relazione.

L'unità funzionale scelta è la fornitura di 1 GWh di energia elettrica alla rete a terra: ciò significa includere nell'analisi anche il sistema elettrico necessario per la trasmissione, costituito principalmente dai cavi sottomarini.

Il lavoro consiste nella valutazione del ciclo di vita (LCA life cycle assesment), “dalla culla alla tomba”, del parco eolico offshore galleggiante. Il LCA è una metodologia analitica e sistematica che valuta l'impronta ambientale di un prodotto o di un servizio, lungo l'intero arco della sua esistenza.



*Schema indicativo dell'analisi LCA*

Nel presente studio, per le categorie di impatto valutate mediante il metodo Environmental Footprint 3.0, i potenziali impatti ambientali dell'impianto eolico offshore analizzato sono determinati soprattutto dal ciclo di vita della fondazione galleggiante semi-sommersa e della turbina eolica: più specificatamente i contributi più sostanziali sono stati riscontrati per l'approvvigionamento delle materie prime necessarie. Dalle analisi dei contributi è emerso che gli impatti sono legati soprattutto alle ingenti quantità di materiali richiesti e in particolare all'acciaio. Una fase del ciclo di vita dell'impianto che si è rivelata particolarmente rilevante è quella operativa, ed in particolare, le operazioni di manutenzione; come evidenziato dall'analisi di sensibilità, la modellizzazione di tale fase può influire significativamente sui risultati complessivi dell'analisi. Potrebbe, quindi, essere utile migliorarne la rappresentatività introducendo dati primari, al fine di ottenere risultati più accurati e ridurre le incertezze.

In ottica di decarbonizzazione, si sottolinea che l'impatto stimato sul riscaldamento globale è di 30 t CO<sub>2</sub>eq/GWh; tale intensità carbonica risulta competitiva con altre tecnologie a basse emissioni per la generazione di elettricità.

Questo tipo di installazioni eoliche mostrano anche una buona prestazione in termini di tempo di payback delle emissioni di gas serra e dell'energia investita per la costruzione dell'impianto, stimati rispettivamente in 2 e 3 anni, a confronto con una vita prevista di 30 anni.

Lo studio condotto sull'impianto Lupiae Maris è considerato significativo e rapportabile all'infrastruttura in progetto, poiché l'impianto Eureka Wind avrà una grandezza molto simile.

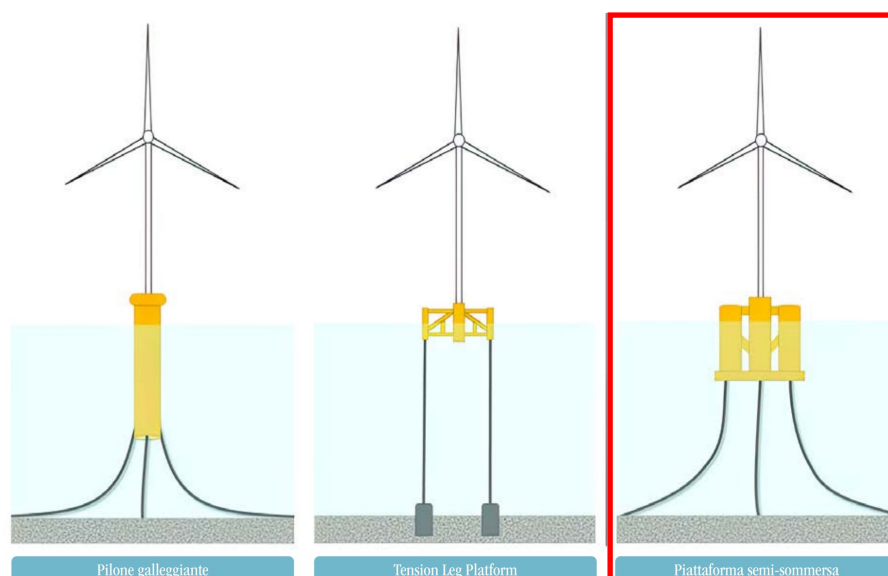
### 1.1 PRINCIPALI IMPATTI E CONFRONTO CON IL CASO STUDIO

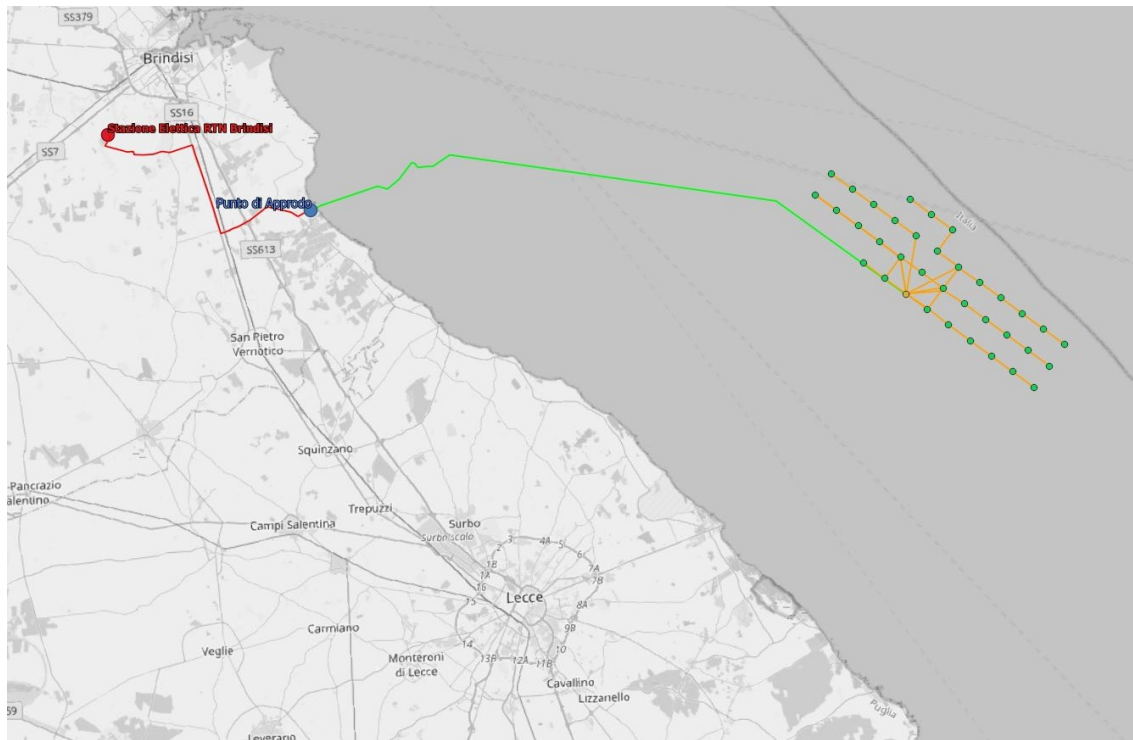
Come detto, uno studio LCA permette di considerare tutte le fasi del ciclo di vita di una turbina eolica e delle infrastrutture di un impianto eolico, così da valutare anche le emissioni e gli impatti ambientali generati dal consumo di materiali ed energia, non limitandosi alla fase operativa.

Una fase potenzialmente critica del ciclo di vita di una turbina eolica che può essere analizzata tramite una LCA è il fine vita.

Si ipotizza che gran parte dei componenti, essendo metallici, possano essere riciclati: alcune stime considerano che tra l'85% e il 90% di una turbina eolica sia riciclabile. Tuttavia, la gestione del materiale che costituisce le pale del rotore, ossia la plastica rinforzata con fibre di vetro (GFRP) è ancora problematica: essendo un materiale composito e progettato per resistere ai carichi e alla fatica, risulta particolarmente difficile separare i suoi elementi costituenti per riciclarlo; pertanto, viene generalmente incenerito o smaltito in discarica.

Le turbine installate nel Caso Studio (Lupiae Maris) sono le stesse utilizzate nell'impianto Eureka Wind, inoltre il sito di installazione dell'impianto analizzato, posto a una distanza dalla costa di circa 20 Km contro i 25 di Eureka Wind, ha generato la necessità di realizzare delle fondazioni di tipo galleggiante con piattaforma semi-sommersa, ancorate al fondale marino pugliese con profondità comprese tra 120 m e 190 m. Infine, l'impianto Lupiae Maris come quello di Eureka Wind prevede lunghi tratti di cavidotti marini, per la connessione degli aerogeneratori dell'impianto alla terraferma e alle infrastrutture di rete realizzate per la sua connessione. La producibilità elettrica dell'impianto Lupiae Maris è notevole per il numero di macchine installate e gli impatti e le infrastrutture dovrebbero essere simili a quelli previsti nell'impianto Eureka Wind.





### *Impianto eolico offshore del Caso Studio*

In termini di confronto è utile sottolineare che l'impianto Eureka Wind prevede l'installazione di 38 turbine - in confronto alle 35 del caso studio - e prevede la realizzazione di due nuove sottostazioni elettriche a terra isolate in GIS (una sottocosta e una sottolinea), non previste dall'impianto Lupiae Maris.

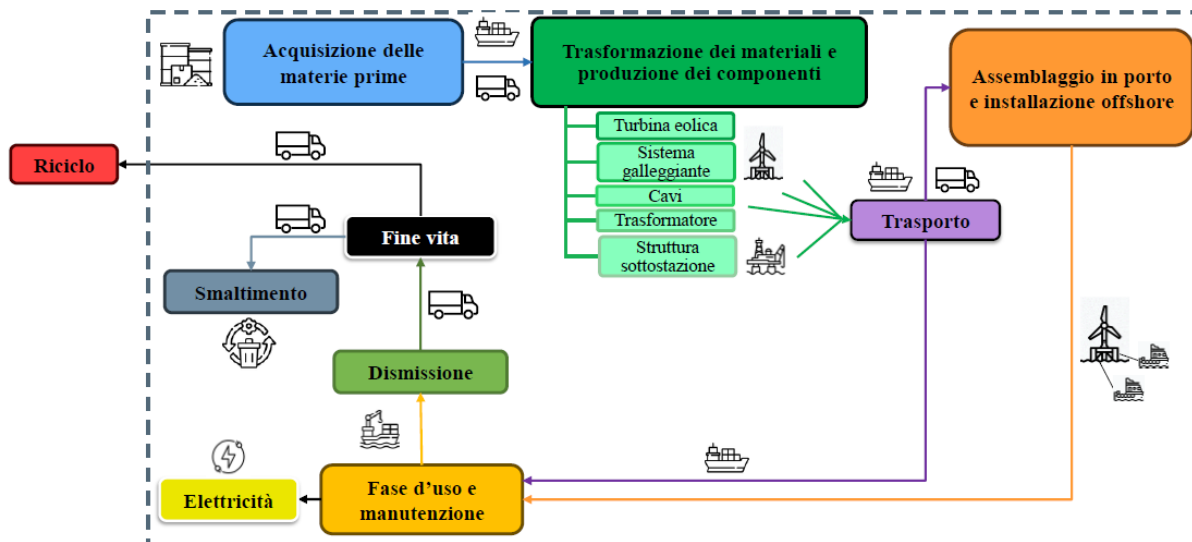
## 1.2 DESCRIZIONE DEL METODO UTILIZZATO

I contenuti più rilevanti che compongono una LCA possono essere sintetizzati nelle seguenti fasi principali:

- **definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione,**
- **raccolta dati e analisi d'inventario,**
- **valutazione dell'impatto.**

## 2 DEFINIZIONE DELL'OBIETTIVO E CAMPO DI APPLICAZIONE

La prospettiva adottata per la definizione dei confini del sistema è “*dalla culla alla tomba*” e, quindi, le fasi incluse nel ciclo di vita sono: approvvigionamento delle materie prime, lavorazione dei materiali e produzione dei componenti, trasporto dei componenti prodotti, assemblaggio in porto e installazione con imbarcazioni specializzate, manutenzione durante la fase operativa, dismissione e fine vita.



*Diagramma di flusso dei confini del sistema*

I metodi di valutazione degli impatti utilizzati nello studio preso a riferimento sono l'Environmental Product Declaration (EPD 2021) in relazione al fine vita, l'Environmental Footprint Impact Assessment Method (EF Method), versione 3.0 sviluppato per la Commissione Europea dal Joint Research Centre (Fazio et al., 2018) e l'indicatore energetico Cumulative Energy Demand - CED (Hischier et al., 2010), tipicamente espresso in MJ. L'indicatore CED valuta gli usi energetici diretti ed indiretto di un sistema, considerando sia le risorse energetiche non rinnovabili (combustibili fossili e nucleare) che rinnovabili (biomasse, vento, sole, geotermia e idroelettrico). Al contrario, la categoria di impatto consumo di risorse del metodo EF, vettori energetici, è focalizzata solo sull'impatto associato al consumo di soli combustibili fossili e dell'uranio.

Il metodo scelto per la valutazione degli impatti è l'EF3.0 che prevede sedici categorie d'impatto suddivise per sottocategorie: ambiente (cambiamento climatico CC, assottigliamento strato di ozono AO, formazione fotochimica di ozono FO, acidificazione A, eutrofizzazione in acqua dolce ED, eutrofizzazione marina EM, eutrofizzazione terrestre ET, ecotossicità delle acque dolci EC), salute umana (radiazioni ionizzanti RI, assunzione di materiale particolato AP, tossicità umana non cancerogena TU<sub>NC</sub>, tossicità umana cancerogena TU<sub>C</sub>) e consumo di risorse (consumo di suolo CS, consumo di risorse idriche CA, consumo di risorse, vettori energetici fossili CR<sub>E</sub>, consumo di risorse, minerali e metalli CR<sub>M</sub>).

In base a questi metodi sono stati definiti i seguenti obiettivi:

- **La modellazione del fine vita:** effettuata considerando un metodo 100-0, questo approccio applica il principio “chi inquina paga” che prevede che chi genera il rifiuto debba farsi carico degli impatti derivanti dalla sua successiva gestione, mentre del caso di materiali riciclati gli impatti della “prima vita” del materiale non influiscono sugli usi successivi.

- **Il metodo di caratterizzazione:** l'analisi è stata condotta utilizzando il software SimaPro 9.3, sviluppato da Pré Sustainability, che permette di creare un modello virtuale dell'oggetto di studio e applicare diversi metodi di caratterizzazione e da riportare con le categorie EDP.
- **Indici di payback:** a partire dai risultati, sono stati poi valutati i cosiddetti indici di payback che, in generale, indicano il tempo necessario a recuperare un investimento e che, nel caso specifico della produzione di energia da fonti rinnovabili, possono essere declinati in termini di emissioni di gas serra ed energia. Il carbon payback time (CPBT) indica in quanti anni si recuperano le emissioni di gas serra stimate sull'intero ciclo di vita, assumendo le emissioni "risparmiate" evitando di impiegare una fonte di energia fossile. Nel caso di questa analisi, la fonte energetica fossile assunta per stimare le emissioni risparmiate è il gas naturale, in particolare in impianto con ciclo combinato, tale scelta è stata dettata dal fatto che probabilmente rimarrà il combustibile fossile più diffuso nel futuro prossimo. L'energy payback time (EPBT) si riferisce, invece, all'energia primaria investita per la costruzione dell'impianto recuperata attraverso la generazione di energia dall'impianto stesso sull'intero ciclo di vita e al netto dell'energia spesa durante la fase operativa, compresa la manutenzione. Secondo questi indici, un impianto risulta tanto più conveniente quanto prima "ripaga" gli investimenti in termini di emissioni ed energia.
- **Analisi di sensibilità:** oltre all'analisi dello scenario base, sono state svolte alcune analisi di sensibilità per valutare l'influenza sui risultati di alcune ipotesi e assunzioni. In particolare lo studio si focalizza sulla sensibilità riguardante l'eventuale beneficio ottenibile da una riduzione della massa delle strutture costruite in acciaio; come la produzione europea delle fondazioni galleggianti in acciaio possa ridurre l'impatto della stessa svolta in Cina; sull'utilizzo di modelli di turbine eoliche per classi di ventosità più basse (più adatte alle installazioni nel mar Adriatico) prodotte interamente in Cina e poi trasportate al porto di Taranto per l'assemblaggio; se la richiesta, più o meno frequente nei 30 anni di vita dell'impianto, di pezzi di ricambio per la manutenzione possa influire in maniera rilevante sui risultati finali dell'impatto ambientale.

### 3 RACCOLTA DEI DATI E ANALISI D'INVENTARIO

La seconda fase prevede la raccolta dati per compilare l'inventario. I dati primari utilizzati per la presente valutazione derivano da Lupiae Maris Srl, ossia dal committente e proponente del progetto dell'impianto al largo di Brindisi. Tali dati rispecchiano lo stato di avanzamento progettuale al momento dello svolgimento dell'analisi, in particolare, si rifanno a quanto descritto nella documentazione del progetto preliminare dell'impianto (sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale e disponibile sul portale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica).

I dati forniti sono relativi ai seguenti aspetti:

- componenti del parco eolico (turbine, sistema galleggiante e sottostazione di trasformazione): quantità e peso complessivo, ove possibile indicazione del/i principale/i materiale/i costituente/i;
- cavi elettrici: lunghezza, numero di terne, sezione e materiale conduttore ed isolante;
- consumi di carburante durante le operazioni di installazione in mare.

In assenza di dati primari, sono stati utilizzati dati secondari da letteratura scientifica e da riconosciute banche dati LCA internazionali come ecoinvent (versione 3.8). I processi di background (produzione di materia e di energia, trasporti, ...) sono stati modellizzati a partire da dataset specifici disponibili nella banca dati ecoinvent (versione 3.8, con l'approccio allocation, cut-off by classification) per il contesto geografico più rappresentativo, aggiornandoli, laddove possibile, in accordo con le indicazioni di progetto.

La raccolta dei dati numerici da inserire nello studio LCA ha riguardato le fasi del ciclo di vita dell'impianto, nello specifico l'approccio utilizzato per le fasi può essere così descritto:

- **Acquisizione delle materie prime:** la prima fase del ciclo di vita dell'impianto eolico è rappresentata dall'approvvigionamento dei materiali necessari, questa fase comprende le operazioni per estrarre le materie prime, la loro trasformazione e la successiva importazione in Italia. I quantitativi di materie prime sono stati estrapolati dai dati di inventario, dal confronto con altri studi simili e da dati provenienti da archivi pubblici (ecoinvent, Wang, etc.) e riguardano turbine eoliche, fondazioni galleggianti e relativi ormeggi, struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO) ed elementi elettrici più rilevanti ivi contenuti (trasformatori), cavi sottomarini a media tensione e cavi ad alta tensione, sia sottomarini che terrestri
- **Trasformazione dei materiali e trasporto dei componenti:** la produzione dei componenti è stata modellizzata solo come lavorazione dei materiali, utilizzando i dataset di lavorazione delle materie prime presenti in archivi pubblici e altri studi. La fase di trasporto dei componenti è stata inclusa ipotizzando le distanze da percorrere via terra e via mare per raggiungere la Puglia, in particolare il porto di Taranto.
- **Assemblaggio e installazione:** le operazioni di assemblaggio delle strutture possono, generalmente, essere eseguite in porto; nella modellizzazione sono state incluse in termini di consumi energetici sia di diesel che di elettricità a media tensione per i mezzi di sollevamento. In particolare, l'utilizzo di elettricità è stato stimato a partire dal dato 0,5 kWh/kg di materiale da sollevare. Il principale vantaggio della piattaforma semi-sommersa, rispetto ad altre strutture galleggianti, è che può essere rimorchiata al sito di installazione in mare, già con la turbina montata. Pertanto, la fase di installazione è stata modellizzata in termini di consumi di carburante per le navi specializzate come i rimorchiatori
- **Fase d'uso e manutenzione:** la durata della fase operativa è stimata, nel progetto preliminare, pari a 30 anni, durante i quali l'impianto fornirà l'energia elettrica e verrà sottoposto ad una serie di interventi di manutenzione, programmati o eccezionali. La fase d'uso è stata, quindi, modellizzata in termini di parti di ricambio necessarie per la manutenzione, includendo il loro approvvigionamento.



- **Dismissione:** al termine della vita utile stimata, ci sono due possibilità per l'impianto: il repowering (ripotenziamento) oppure la dismissione (WindEurope, 2020). Nel presente studio viene assunta la dismissione dell'impianto che prevede il trasporto dell'aerogeneratore galleggiante nuovamente in porto e il suo smontaggio. La modellizzazione è quindi la stessa della fase di assemblaggio e installazione.
- **Fine vita:** per svolgere uno studio di LCA completo è necessario includere nell'analisi il fine vita, ossia la gestione dei rifiuti prodotti al termine della vita utile dell'impianto; tuttavia, questo non è facile perché ci sono diverse incertezze, legate soprattutto al fronte temporale, ossia al contesto normativo, alle future tecnologie di trattamento e ai mercati corrispondenti che si avranno al termine della vita. Per l'acciaio e l'alluminio ma anche cavi di rame e i componenti elettronici esistono processi di riciclo ormai consolidati. La questione rimane aperta, invece, per il materiale che costituisce le pale del rotore, ossia la plastica rinforzata con fibre di vetro. È plausibile che nell'arco della vita utile dell'impianto, le opzioni per il riciclo dei materiali compositi, come la plastica rinforzata con fibre di vetro, avranno raggiunto un livello di maturità tecnologica tale per cui potranno essere applicate a scala industriale.

#### 4 VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

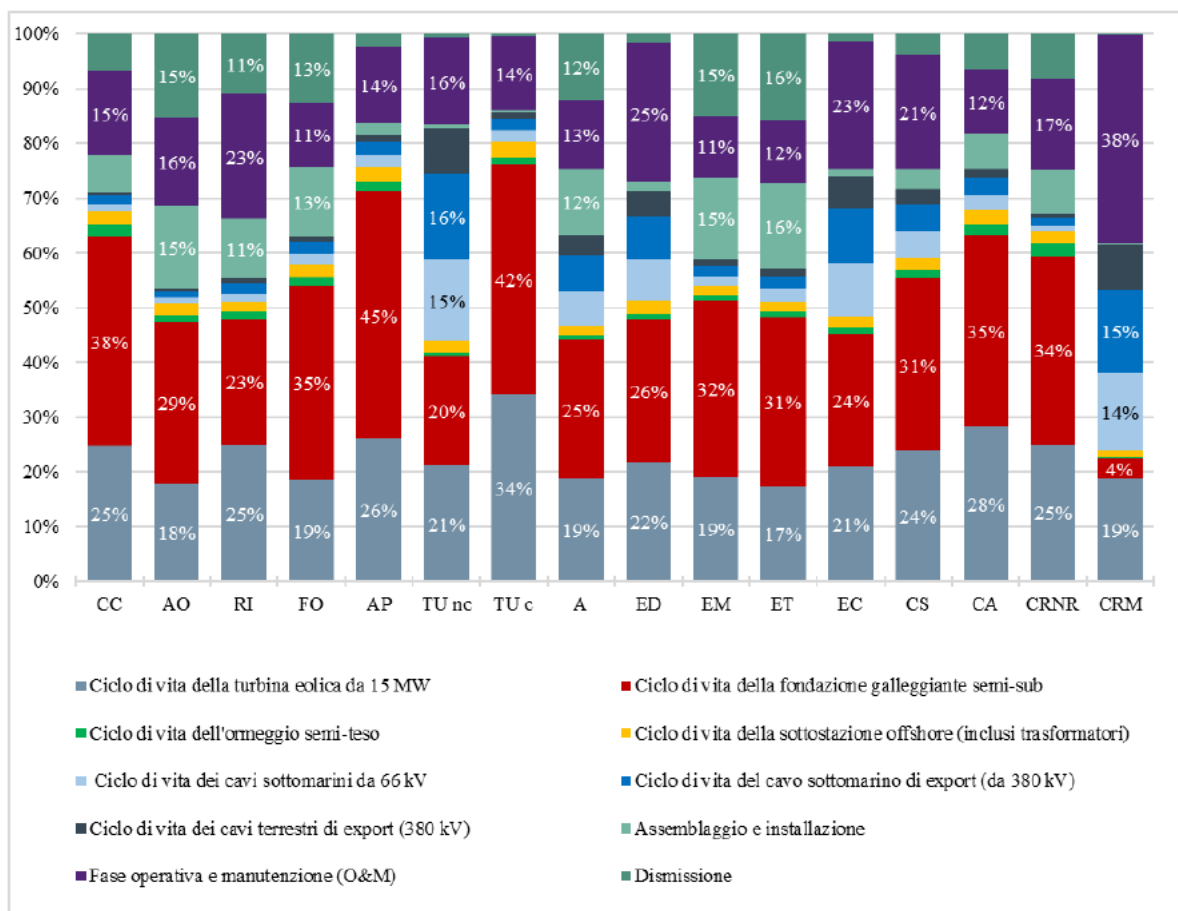
I potenziali impatti complessivi per unità funzionale (1 GWh) stimati con il metodo EF 3.0, per le sedici categorie d'impatto previste, e i risultati del metodo CED sono riportati nella Tabella:

Categoria d'impatto; metodo EF 3.0	Abbreviazione	Unità	Totale
Cambiamento climatico	CC	t CO <sub>2</sub> eq	30
Assottigliamento dello strato di ozono	AO	g CFC <sub>11</sub> eq	2
Radiazioni ionizzanti	RI	kBq U-235 eq	1.935
Formazione di ozono fotochimico	FO	kg NMVOC eq	171
Assunzione di materiale particolato	AP	disease inc.	0,0020
Tossicità umana non cancerogena	TU nc	CTUh	0,0016
Tossicità umana cancerogena	TU c	CTUh	0,0002
Acidificazione	A	mol H <sup>+</sup> eq	266
Eutrofizzazione in acqua dolce	ED	kg P eq	17
Eutrofizzazione marina	EM	kg N eq	50
Eutrofizzazione terrestre	ET	mol N eq	528
Ecotossicità delle acque dolci	EC	CTUe	1.360.932
Consumo di suolo	CS	Pt	120.020
Consumo di risorse idriche	CA	m <sup>3</sup> depriv.	12.632
Consumo di risorse energetiche non rinnovabili	CRNR	GJ	353
Consumo di risorse, minerali e metalli	CRM	kg Sb eq	3
Metodo CED	Abbreviazione	Unità	Totale
Risultato complessivo	CED	GJ	413

*Carichi ambientali complessivi dell'unità funzionale (1 GWh di energia elettrica prodotta dal parco eolico offshore e fornita alla RTN a terra) nello scenario base, calcolati con il metodo Environmental Footprint 3.0 e con il metodo Cumulative Energy Demand*

Nel grafico seguente è invece rappresentata graficamente l'analisi dei contributi rispetto al potenziale impatto totale per ogni categoria analizzata. Si noti che al fine di rendere tale rappresentazione più dettagliata sono state riprese le sei fasi del ciclo di vita descritte precedentemente, scorporandone alcune in modo da mettere in evidenza anche i contributi dei diversi componenti.

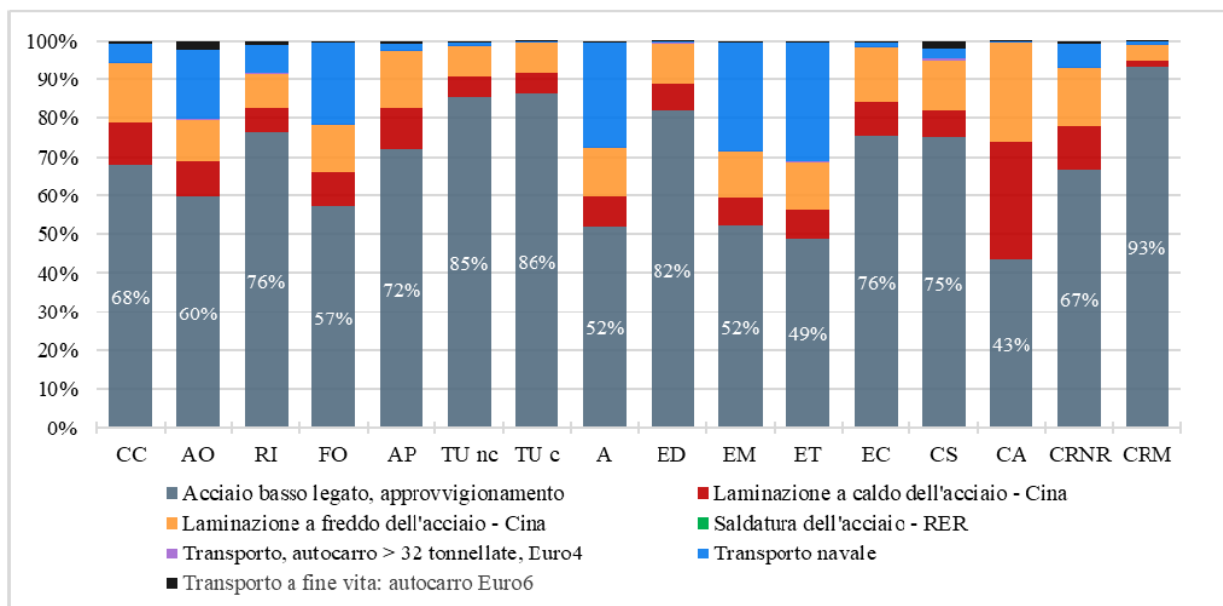
Nello specifico, il contributo totale della fase di approvvigionamento delle materie prime è stato suddiviso tra i seguenti elementi dell'impianto: turbina eolica, ormeggio semi-teso, fondazione galleggiante, cavi elettrici (terrestri e sottomarini) e sottostazione offshore.



**Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali (16 categorie d'impatto) dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario base, calcolati con il metodo EF 3.0**

Risulta evidente che il ciclo di vita della fondazione galleggiante costituisce un contributo molto rilevante in tutte le categorie d'impatto, compreso tra il 20% (Tossicità umana non cancerogena) e il 45% (Assunzione di materiale particolato) degli impatti totali, con la sola eccezione del Consumo di risorse, minerali e metalli (4%). Un altro contributo importante è quello del ciclo di vita della turbina eolica, compreso tra il 17% (Eutrofizzazione terrestre) e il 34% (Tossicità umana cancerogena) dei carichi ambientali complessivi. Infatti, in quasi tutte le categorie d'impatto risultano il primo o il secondo principale contributo. In particolare, il ciclo di vita della fondazione galleggiante è il principale hotspot in 13 categorie d'impatto su 16, mentre il ciclo di vita della turbina in 2 categorie (Radiazioni ionizzanti e Tossicità umana non cancerogena) su 16. Fanno eccezione la categoria Consumo di risorse, minerali e metalli dove, invece, è la fase operativa e di manutenzione (O&M) a costituire il principale contributo agli impatti totali (38%) e la categoria Radiazioni ionizzanti in cui la fase O&M presenta lo stesso contributo del ciclo di vita della fondazione galleggiante (23%). Questa fase è inoltre il secondo contributo più importante nell'Eutrofizzazione delle acque dolci e nell'Ecotossicità delle acque dolci determinando il 23% degli impatti totali, in entrambi i casi. Per tutte le altre categorie, la fase O&M risulta essere il terzo o quarto contributo in ordine di incidenza relativa. Le fasi di assemblaggio ed installazione e quella di dismissione (le due fasi del ciclo di vita sono modellizzate allo stesso modo e pertanto presentano gli stessi risultati nella valutazione degli impatti) determinano un contributo superiore al 10% in 6 categorie d'impatto (Assottigliamento dello strato di ozono, Radiazioni ionizzanti, Formazione di ozono fotochimico, Acidificazione, Eutrofizzazione marina ed Eutrofizzazione terrestre). Infine, nelle categorie Tossicità umana non cancerogena e Consumo di risorse, minerali e metalli risultano apprezzabili i contributi di alcuni elementi del sistema elettrico e, in particolare, dei cavi sottomarini di export, rispettivamente pari al 16% e 15% circa e dei cavi sottomarini a 66 kV, rispettivamente pari al 15% e 14%

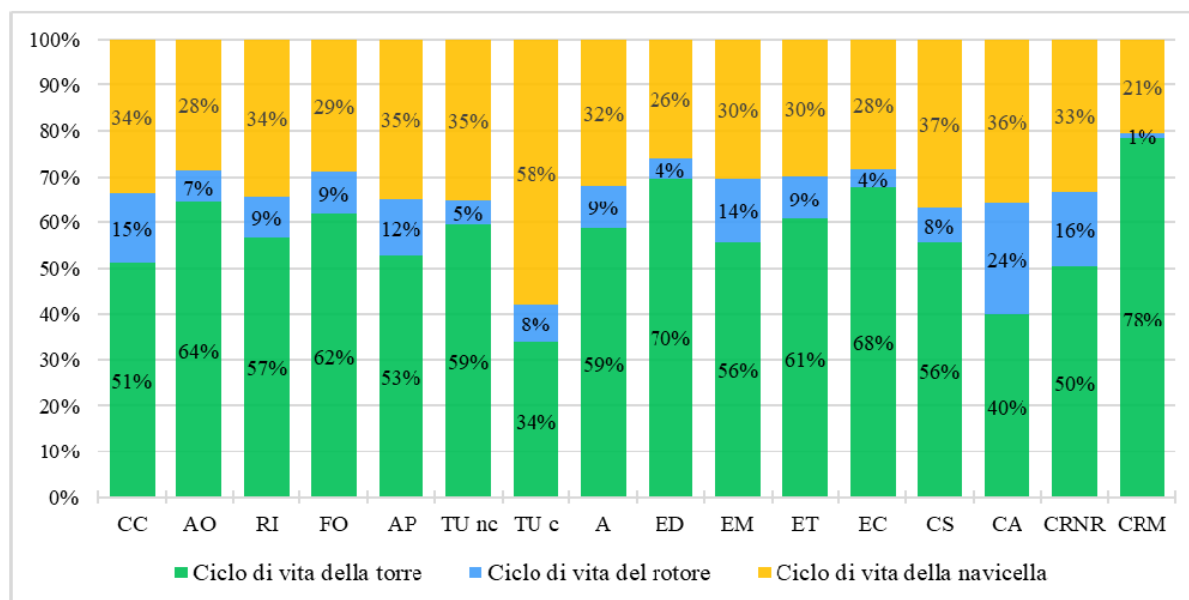
Alla luce della rilevanza della fondazione galleggiante, si riporta la relativa analisi dei contributi così da evidenziare meglio le fasi del ciclo di vita della stessa e la relativa importanza rispetto al risultato complessivo.



**Analisi dei contributi ai potenziali impatti ambientali del ciclo di vita della fondazione galleggiante nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0**

Scorpendo questi risultati dal totale si può osservare come l'approvvigionamento della materia prima, ossia dell'acciaio, sia la fase di vita più influente sul risultato complessivo, in quanto contribuisce tra il 43% (Consumo d'acqua) e il 93% (Consumo di risorse, minerali e metalli) sul totale.

Per quanto riguarda il ciclo di vita della turbina eolica, rappresentato finora nel suo complesso, viene scorpendo il contributo delle tre componenti principali: torre, rotore e navicella.



**Analisi dei contributi agli impatti totali della turbina eolica, nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0**

Risulta evidente che il ciclo di vita della torre fornisce il contributo più significativo per tutte le categorie d'impatto tranne che per la Tossicità umana cancerogena dove, invece, il ciclo di vita della navicella copre il 58% del carico ambientale complessivo. Il ciclo di vita dei tre componenti può essere ulteriormente suddiviso per analizzarne le fasi più impattanti (si veda la rappresentazione grafica riportata in Appendice D – dettagli



sull'interpretazione dei risultati e analisi dei contributi). In buona parte delle categorie risultano particolarmente rilevanti gli impatti dell'acciaio, sia basso legato che inossidabile; altri elementi significativi risultano il rame e le componenti elettroniche.

## 5 INDICI DI PAYBACK - CONCLUSIONI

Considerando che l'energia eolica, così come le altre fonti rinnovabili, è fondamentale per ridurre le emissioni del settore elettrico e contrastare gli effetti dell'utilizzo dei combustibili fossili sul cambiamento climatico, è importante il risultato sulla categoria "1 riscaldamento globale": le emissioni potenziali di gas climalteranti, espresse in CO<sub>2</sub> equivalente, risultano pari a 30 t CO<sub>2eq</sub>/GWh.

Considerato il fattore d'impatto sul cambiamento climatico dell'elettricità prodotta dal gas naturale in impianto a ciclo combinato (456.117 kg CO<sub>2eq</sub>/GWh e quindi 3,8·10<sup>6</sup> t CO<sub>2eq</sub>/anno), il CPBT risulta pari a 2 anni. Invece, l'EPBT risulta essere leggermente superiore a 3 anni per l'impianto Lupiae Maris analizzato nello studio. **Gli indici di payback devono essere interpretati rispetto ai 30 anni di vita utile dell'impianto e pertanto si può concludere che gli investimenti in termini di emissioni ed energia per la realizzazione dell'impianto saranno ampiamente ripagati.**