



UNIVERSITÀ DI SIENA 1240

Dipartimento di Scienze fisiche, della Terra e dell'ambiente

Dottorato in Scienze e tecnologie ambientali, geologiche e polari

33° Ciclo

Coordinatore: Prof. Simone Bastianoni

Valutazione di Sostenibilità delle Blue Energy e contestualizzazione territoriale

Settore scientifico disciplinare: CHIM/12

Candidato

Dott. Matteo Maccanti

Presidio di Pian dei Mantellini, 44

Firma del candidato

Tutore

Prof.ssa Nadia Marchettini

Dipartimento di Scienze Fisiche della Terra e dell'Ambiente

Firma del tutore

Anno accademico di conseguimento del titolo di Dottore di ricerca

2020/2021

Università degli Studi di Siena
Dottorato in Scienze e tecnologie ambientali, geologiche e polari
33° Ciclo

Data dell'esame finale

26 marzo 2021

Commissione giudicatrice

Dott. Dario Caro - Aarhus Universitet

Prof. Federico Rossi - Università di Siena

Prof.ssa Roberta Salomone - Università di Messina

Esperta

Dott.ssa Alessandra Zamagni - Ecoinnovazione

Supplenti

Prof. Simone Bastianoni - Università di Siena

Prof. Paolo Vassallo - Università di Genova

*...ad eterno ricordo del professor Carlo Gaggi,
che vide in me più di quanto io stesso abbia ancora potuto intuire.*

Sommario

RIASSUNTO

ABSTRACT

Prologo	1
1. Introduzione	4
1.1. Il <i>Green Deal</i> per l'Unione Europea e i suoi cittadini	10
1.2. Le <i>Blue Energy</i> – Cenni storici e classificazione.....	11
1.2.1. Convertitori di energia del moto ondoso – <i>Wave Energy Converter</i> (WEC)....	13
- Colonna d'acqua oscillante (<i>Oscillating Water Column</i> – OWC):	13
- <i>Overtopping Breakwater</i> :.....	14
- Corpi oscillanti:.....	15
1.2.2. Convertitori di correnti marine	17
- <i>Turbine a flusso assiale, dette anche turbine ad asse orizzontale</i> :	17
- <i>Turbine a flusso incrociato, dette anche turbine ad asse verticale</i> :.....	17
- <i>Aliscafi oscillanti/dispositivi alternanti</i> :	17
1.2.3. Gradiente salino - <i>Salinity Gradient Power</i> (SGP)	18
1.2.4. Scambiatori di calore (<i>Heat exchangers</i>)	19
1.2.5. Turbine eoliche.....	20
• In base all'orientamento dell'asse di rotazione:	20
- Turbine eoliche ad asse orizzontale	20
- Turbine eoliche ad asse verticale	20
• In base al tipo di fondazione:	20
- <i>Fixed-bottom turbine</i> :	20
- Turbina eolica galleggiante (<i>Floating wind turbine</i>):	20
1.2.6. Biomassa algale	22
1.2.7. <i>Floating Photovoltaic System</i> (FPVSS)	23
2. SCOPO DELLA TESI	24
3. MATERIALI E METODI	25
3.1 Analisi del Ciclo di Vita (LCA)	25
• Definizione degli obiettivi e del campo di applicazione (<i>Goal Definition and Scoping</i>)	26
• Analisi di inventario (<i>Life Cycle Inventoring</i> - LCI)	26
• Valutazione degli impatti (<i>Life Cycle Impact Assessment</i> - LCIA).....	27
• Interpretazione e miglioramento (<i>Life Cycle Interpretation</i>).....	27
3.2 <i>Emergy Evaluation</i>	30
<i>Emergy Yield Ratio</i> (EYR):	32

<i>Environmental Loading Ratio (ELR)</i> :.....	32
Percentuale di rinnovabilità (%R):.....	33
3.3 Bilancio dei Gas Serra	37
4. RISULTATI E DISCUSSIONE	39
4.1 Analisi del Ciclo di Vita (LCA) di tecnologie per lo sfruttamento delle <i>Blue Energy</i>	39
4.1.1 <i>Oscillating Water Column (OWC)</i> – Valutazione LCA.....	40
4.1.2 <i>Oscillating Floaters</i> – Valutazione LCA	43
4.1.3 <i>Seabed Based Buoy</i> – Valutazione LCA	46
4.1.4 Stato dell’Arte delle analisi LCA riguardanti impianti per la produzione di energia da <i>Blue Energy</i>	50
4.2 <i>EMERGY</i>	54
4.2.1 <i>Oscillating Water Column (OWC)</i> – Valutazione <i>Emergy</i>	56
4.2.2 <i>Oscillating Floaters</i> – Valutazione <i>Emergy</i>	59
4.2.3 <i>Overtopping Breakwater</i> – Valutazione <i>Emergy</i>	61
4.2.4 <i>Seabed Based Buoy</i> – Valutazione <i>Emergy</i>	65
4.2.5 <i>Floating Offshore Wind Turbine (FOWT)</i> – Valutazione <i>Emergy</i>	68
4.2.6 Stato dell’Arte delle valutazioni <i>Emergy</i> per la produzione di energia elettrica da RES	73
4.3 <i>Carbon Accounting</i> di un contesto urbano e politiche per la <i>Carbon Neutrality</i>	77
4.3.1 <i>Carbon Accounting</i> di un quartiere: <i>Seville</i>	79
4.3.2 I <i>Pilot project</i> del progetto MAESTRALE – approccio ai territori per l’implementazione delle <i>Blue Energy</i> e valutazione preliminare della loro sostenibilità 89	
• L’Isola del Giglio come sito pilota per l’implementazione delle <i>Blue Energy</i> in Area MED.....	91
1) Selezione del sito.....	95
2) Selezione delle tecnologie.....	97
3) Valutazioni di Sostenibilità	102
5. CONCLUSIONI	108
6. BIBLIOGRAFIA	116
7. SITOGRAFIA	135
RINGRAZIAMENTI	137

RIASSUNTO

Il *Climate Change* è il più grave problema ambientale che la società umana si sia mai trovata ad affrontare. La sua risoluzione dovrà passare inevitabilmente dalla decarbonizzazione dei sistemi antropici, primo fra tutti quello della produzione e del consumo dell'energia. È necessario un rapido e concreto cambio di paradigma che metta al centro e che sostenga economicamente e burocraticamente le *Renewable Energy Sources* (RES). L'Unione Europea crede molto in questa via e vede nelle *Blue Energy* (BE), le tecnologie che sfruttano l'energia di mari e oceani, una delle soluzioni strategiche e dal più elevato potenziale. Lo evidenzia nel *Green Deal* e riconosce come queste tecnologie potranno fare la differenza per la ripartenza dell'economia post pandemia da COVID-19. I potenziali dei mari sono enormi e già esistono numerose tecnologie per lo sfruttamento di onde, correnti marine e di marea, gradiente salino, gradiente termico e vento *offshore*. Con questo studio abbiamo voluto valutare la sostenibilità dell'implementazione di alcune di queste tecnologie contestualizzandole in località costiere dell'Area del Mediterraneo. Per fare questo abbiamo utilizzato tre metodologie tra loro complementari: *Life Cycle Assessment* (LCA), *Emergy* e Bilancio dei gas serra e sono stati valutati alcuni impianti per lo sfruttamento delle onde (*Wave Energy Converter* – WEC) e una turbina eolica *offshore* flottante, nuova frontiera dello sfruttamento del vento su fondali profondi come quelli del Mediterraneo. L'Analisi del ciclo di vita ci ha permesso di effettuare una valutazione preliminare su queste tecnologie riguardo le emissioni di gas serra derivanti dalla loro costruzione e implementazione e, mediante stime di produttività, valutarne la *Carbon Intensity* per confrontare le performance ambientali con la letteratura esistente in materia. L'*Emergy* ha permesso di valutare e quantificare l'impiego di risorse non rinnovabili connesse con l'investimento dovuto all'impiantistica necessaria allo sfruttamento delle *Marine Renewable Energies* in esame. Il Bilancio dei Gas Serra è stato invece utilizzato in una forma riadattata per il contesto urbano; questo *framework* è stato sperimentato e testato nel corso delle attività del progetto FP7 City-Zen. Questo ci ha permesso di ipotizzare l'implementazione di queste tecnologie in una situazione reale, teorizzando l'inserimento di alcuni dispositivi all'Isola del Giglio (GR), al fine di permettere a questa realtà insulare di divenire *Carbon Neutral* in un arco temporale 2030-2050. Questo studio ha evidenziato come le *Blue Energy* (BE) siano una soluzione importante, che potrà dare un contributo strategico per il raggiungimento degli obiettivi di *carbon neutrality* al 2050 fissati dall'Europa. Questo studio di tesi si è inserito all'interno delle attività di ricerca dei progetti Interreg-MED MAESTRALE e BLUE DEAL che mirano all'implementazione e all'inserimento di queste tecnologie nelle pianificazioni territoriali delle realtà costiere e insulari del Mediterraneo. Le BE hanno la potenzialità per divenire elemento caratterizzante le nostre città costiere, ma è necessario aumentare gli sforzi per favorirne lo sviluppo ed evitare che tecnologie spesso agli albori vengano spazzate via dalla crisi economica. Risulteranno fondamentali più fondi alla ricerca, una maggior condivisione delle conoscenze in materia e una fattiva semplificazione dell'apparato burocratico inerente alle BE e, più in generale le RES.

ABSTRACT

Climate Change is the most serious environmental problem that human society has ever faced. Its resolution will pass through the decarbonization of anthropogenic systems, first, energy production and consumption. A rapid and concrete change of paradigm is needed; Renewable Energy Sources (RES) need to be put at the centre and supported them economically and bureaucratically. The European Union strongly believes in this way and sees in Blue Energy (BE), technologies that exploit the energy of the seas and oceans, one of the strategic solutions with the highest potential. In the Green Deal, it is highlighted that BE could make a difference for the recovery of the post-pandemic COVID-19 economy. The potentials of the seas are enormous, and several technologies already exist for the exploitation of waves, sea and tidal currents, saline gradient, thermal gradient, and offshore wind. With this study, we evaluated the sustainability of the implementation of some of these technologies by contextualizing them in coastal locations in the Mediterranean area. We performed the study using three complementary methodologies: Life Cycle Assessment (LCA), Energy, and Greenhouse Gas Balance. Four Wave Energy Converter (WEC) and a floating offshore wind turbine were evaluated. The Life Cycle Analysis allowed us to carry out a preliminary assessment of these technologies regarding the greenhouse gas emissions deriving from their construction and implementation and, through productivity estimates, to evaluate their Carbon Intensity. The Energy allowed to evaluate and quantify the use of non-renewable resources connected with the investment due to the plant necessary for the exploitation of the Marine Renewable Energies under study. The Greenhouse Gas Balance was used within a specific framework tested during the activities of the FP7 City-Zen project for the study of an urban context. This allowed us to hypothesize the implementation of some devices in a real situation, the Giglio Island (Tuscany); the goal is to allow this insular reality to become Carbon Neutral in the time frame 2030-2050. This study has shown that Blue Energy (BE) is an important solution, which can make a strategic contribution to achieving the 2050 carbon neutrality goals set by Europe. This study is part of the research activities of the Interreg-MED MAESTRALE and BLUE DEAL projects, aimed at the implementation and inclusion of these technologies in the territorial planning of coastal and island realities of the Mediterranean. BEs have the potential to become a characterizing element of our coastal cities, but it is necessary to increase efforts to encourage their development and to avoid that these young technologies are swept away by the economic crisis. More funds for research, greater sharing of knowledge and an effective simplification of the bureaucratic system inherent to Blue Energies and, more generally, RES will be fundamental.

Prologo

È ormai universalmente riconosciuto che la crisi climatica che stiamo vivendo è la principale emergenza ambientale della storia; si tratta della prima volta in cui l'azione dell'uomo rischia di minare le condizioni necessarie e sufficienti per la sopravvivenza stessa della specie *Homo sapiens sapiens*. "Il pianeta Terra presenta oggi gravi problemi ambientali, problemi globali dato che la Terra è un sistema unico e complesso, composto da varie parti fra loro interdipendenti" (Pulselli et al., 2011). Si tratta infatti di un problema la cui responsabilità non è additabile a un singolo territorio, a una singola nazione o ad un unico atteggiamento, ma si tratta di un problema planetario, sistemico, che coinvolge le basi concettuali e teoriche su cui si basa la nostra stessa società; affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente è, infatti, il compito che definisce la nostra generazione (COM (2019) 640). Il pianeta Terra è un sistema finito e, in quanto tale, presenta dei vincoli imposti dall'innegabile e ineluttabile Seconda Legge della Termodinamica¹ (Pulselli et al., 2011; Tiezzi, 1984). Vincoli che l'economia e la società moderna hanno deciso deliberatamente di ignorare. Abbiamo scelto di non vivere in armonia con la natura e le sue leggi, abbiamo preferito il caos all'ordine (Pulselli & Tiezzi, 2009) e adesso ne stiamo pagando le conseguenze, perché, per usare le parole del Capo indiano Seattle "Tutto ciò che accade alla Terra, accade ai figli della Terra" (Pulselli et al., 2011). Il secolo recentemente conclusosi e quello attualmente in corso hanno visto numerosi eventi storici che hanno rischiato di compromettere la stabilità della società, basti pensare alle due Guerre Mondiali, alla minaccia nucleare della Guerra Fredda o, a livello ambientale, all'assottigliamento dello strato di ozono. Tutti eventi gravi e drammatici, ma che hanno trovato una soluzione, in tempi più o meno lunghi, perché dipendenti da un numero ridotto di variabili; la crisi climatica che stiamo vivendo, e che vivremo per i decenni a venire, è invece un problema estremamente complesso, con innumerevoli implicazioni sia sulla sfera ambientale che su quelle economica e sociale. La difficoltà nella risoluzione di tale crisi planetaria è testimoniata anche dall'inconcludenza e l'inefficacia degli accordi internazionali

¹ Il II° Principio della Termodinamica recita che "l'energia non può trasformarsi liberamente da una forma all'altra e l'energia termica (calore) può passare liberamente da una sorgente calda a una più fredda, ma non in direzione opposta". Questo principio ci dice quindi che non può esistere una macchina che trasferisce calore da un corpo freddo a un corpo caldo senza spendere lavoro; la produzione di lavoro è accompagnata da un'ineluttabile riscaldamento dell'oggetto. La tendenza spontanea nell'universo è quindi quella di una degradazione dell'energia e alla sua dispersione nell'ambiente e il grado di questa dispersione è espresso dall'Entropia (Tiezzi, 1984).

sul clima, a partire dalle Conferenze delle Parti (COP) che, se si esclude la COP3 del 1997 con il suo Protocollo di Kyoto e la COP21 di Parigi, hanno lasciato un segno poco tangibile sulle politiche internazionali. Il problema è che la crisi ambientale è figlia di un assetto societario errato ed esasperato che ha confuso le esigenze con i valori e che ha perso il contatto con la natura e i con i suoi ritmi.

Papa Francesco nella sua Enciclica ricorda che “Benché il cambiamento faccia parte della dinamica dei sistemi complessi, la velocità che le azioni umane gli impongono oggi contrasta con la naturale lentezza dell’evoluzione biologica.” (Francesco, 2015), un concetto che potremmo anche esprimere con le parole del professor Enzo Tiezzi che già negli anni ‘80 parlava in maniera pionieristica dell’asincronia esistente tra i “tempi storici e i tempi biologici” e dello squilibrio che l’azione sconsiderata dell’umanità ha imposto sulla lenta, e per definizione sostenibile, evoluzione biologica (Tiezzi, 1984).

Nonostante, come detto, si tratti di un problema estremamente complesso, per certi versi ‘strutturale’ e, quindi, di difficile soluzione nel breve-medio periodo, negli ultimi anni sta venendo sempre più riconosciuta la portata e la rilevanza della crisi climatica. Si sta assistendo ad una crescente sensibilità sull’argomento “Climate Change”, e sulle problematiche ambientali in genere a vari livelli, dalla società civile, passando per amministrazioni locali e nazionali, per arrivare ad enti e organizzazioni internazionali. Il 2015 rimarrà nella storia come un anno di svolta, che ha visto la pubblicazione del “Laudato Si”, la prima Enciclica dedicata all’ecologia, alla cura della Casa Comune, un testo “verde”, ma anche profondamente “sociale”, come ricordato dallo stesso Papa (Francesco, 2015), che ha anche coadiuvato il raggiungimento di due accordi storici, che segnano uno spartiacque nella presa di coscienza e in un’azione più concreta riguardo le tematiche ambientali e lo sviluppo sostenibile: l’Accordo di Parigi derivante dalla COP21 (UNFCCC, 2015) e l’Agenda 2030, con i suoi 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (UN, 2015). Dal 2015 ad oggi stiamo, inoltre, assistendo ad un crescente fermento nell’opinione pubblica, come testimoniato dalla nascita e dallo sviluppo di numerosi movimenti di protesta, spesso costituiti da giovani e giovanissimi, che chiedono e pretendono un cambiamento e lottano, in nome della scienza, contro le ingiustizie socio-ambientali inter- e intra-generazionali derivanti dalla crisi climatica; primo fra tutti *Fridays For Future*, movimento nato dall’azione della giovane attivista Greta Thunberg e dai suoi *Skolstrejk för*

klimatet, gli scioperi per il clima che porta avanti da ormai oltre due anni per chiedere ai governi una concreta svolta “green”² (Thunberg et al., 2019).

Si tratta quindi di un periodo fertile, forse l’ultima occasione che abbiamo per limitare i danni ed è vero più che mai oggi che “il momento in cui fermarsi è ora. Ora è più difficile di ieri, ma è più facile di domani”, come ricordava Enzo Tiezzi usando le parole di Laura Conti, partigiana, politica e ambientalista italiana (Tiezzi, 1984).

² <https://fridaysforfuture.org/>

1. Introduzione

La ricerca internazionale sta individuando e sviluppando nuove modalità e strumenti che permettano di studiare la magnitudo dell'azione dell'uomo sul pianeta; comprendere il problema e le sue cause è base fondante per poter individuare soluzioni da intraprendere rapidamente e permettere una concreta transizione verso una società più sostenibile.

Le attività umane ad oggi hanno già causato l'innalzamento di 1 °C della temperatura media dell'atmosfera terrestre, rispetto ai livelli preindustriali, con un intervallo che oscilla tra 0,8 °C e 1,2 °C. Anche nel caso in cui venissero rispettati gli attuali impegni presi dalla Comunità Internazionale, raggiungeremo 1,5 °C entro il 2030, 2 °C entro il 2050 e 3 °C entro il 2100, con conseguenze catastrofiche per la società umana e tutti gli ecosistemi terrestri (IPCC, 2018).

È necessario e imprescindibile fare di più, fare meglio e più velocemente.

Al fine di comprendere meglio l'effetto del riscaldamento globale, l'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) ha proposto i *Representative Concentration Pathways* (RCPs), un framework innovativo pensato per lo sviluppo di modelli che permettano un'accurata ricerca basata su scenari. Gli RCPs rappresentano delle traiettorie teoriche di concentrazione dei gas ad effetto serra (da qui in avanti espresso con "GHGs", acronimo per *GreenHouse Gases*) che hanno riassunto e sintetizzato migliaia di ricerche internazionali riguardanti lo studio degli effetti dei GHGs sul clima della Terra e sull'equilibrio degli ecosistemi. Queste traiettorie rappresentano diversi "futuri climatici", ognuno dei quali è considerato possibile, sulla base della quantità di GHGs che verranno immessi in atmosfera da oggi agli anni a venire. Sono stati individuati quattro RCPs, ciascuno dei quali corrisponde a uno specifico valore del forzante radiativo ipotizzato per l'anno 2100 (RCP 2.6, RCP 4.5, RCP 6 e RCP 8.5, che corrispondono al valore di forzante radiativo espresso in W/m^2) (Collins et al., 2013; Moss et al., 2010; van Vuuren et al., 2011). Secondo tali scenari, le temperature superficiali medie globali al periodo 2081-2100 si innalzeranno rispetto al periodo 1986-2005 di un *range* di valori che va da 0,3°C con RCP 2.6 (scenario che prevede di avere livelli di CO₂ in atmosfera minori di quelli attuali) a 4,5°C con RCP 8.5 (considerando un intervallo di confidenza medio). Saranno però necessari secoli o millenni per ritornare a un equilibrio della temperatura globale, a patto che il forzante radiativo sia nuovamente stabilizzato, e gli scenari attuali parlano già di un innalzamento delle temperature al 2281-2300 che oscilleranno tra 3°C (RCP 2.6) e 12,6°C (RCP 8.5) (Collins et al., 2013). Parallelamente agli RCPs, sono stati sviluppati cinque scenari socioeconomici

denominati *Shared Socioeconomic Pathways (SSPs)*, che raccontano possibili sviluppi socioeconomici futuri: *Sustainability – Taking the Green Road (SSP1)*; *Middle of the Road (SSP2)*; *Regional Rivalry – A Rocky Road (SSP3)*; *Inequality – A Road Divided (SSP4)*; *Fossil-fueled Development – Taking the Highway (SSP5)*. L'accento viene sempre posto sulla sostenibilità, sull'efficienza energetica, sulla riduzione dei consumi, sull'aumento della produzione elettrica da RES, sul ritornare all'interno dei limiti del sistema (O'Neill et al., 2016; Riahi et al., 2017).

E di limiti del sistema si è occupato il *framework* dei *Planetary Boundaries* che definiscono “lo spazio operativo sicuro per l'umanità nel rispetto del sistema Terra” (Rockström et al., 2009). Da ormai tre secoli, e in maggior misura dalla metà del XXI Secolo, stiamo vivendo in quella che è stata definita “Antropocene”, una nuova era che ha interrotto violentemente un lungo periodo di stabilità climatica, l'Olocene, che durava da circa 10-12 millenni (Crutzen, 2002). Questa epoca, grazie alle sue condizioni climatiche favorevoli (rispetto, soprattutto, alla precedente Era Glaciale) ha favorito il sorgere e lo sviluppo dell'umanità e delle sue innumerevoli civiltà e, in assenza dell'intervento dell'uomo, tale Era sarebbe dovuta proseguire per almeno altri 40-50 millenni. Tutto è cambiato a partire dalla rivoluzione industriale e dall'invenzione del motore a vapore da parte di James Watt nel 1784, che è vista come il momento di svolta che ha permesso un'accelerazione prima inimmaginabile della tecnologia e della crescita economica della società moderna, con tutte le conseguenze positive e negative che ne sono derivate (Crutzen, 2002; Rockström et al., 2009; Steffen et al., 2007). Il superamento dei limiti individuati da tale *framework* ha e avrà conseguenze del tutto imprevedibili poiché i sottosistemi del pianeta Terra agiscono e reagiscono in maniera non lineare (Rockström et al., 2009).

Per quanto riguarda il cambiamento climatico, i limiti proposti per la concentrazione di anidride carbonica equivalente (CO₂eq) in atmosfera erano pari a 350 ppm, ma al momento della pubblicazione questa soglia era già stata superata, con un valore di oltre 380 ppm (Rockström et al., 2009) e, allo stato attuale La Media Globale Mensile di CO₂ per il mese di novembre 2020 è 412,89 ppm³. In un lavoro più recente, Rockström e colleghi hanno ribadito il ruolo essenziale della riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in atmosfera, con la necessità di passare dalle attuali 700 Gt CO₂eq (anno 2017) ad un valore inferiore a 200 Gt

³ <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>

CO₂eq entro la fine del secolo, che corrisponderebbero ad una concentrazione atmosferica di CO₂ di 380 ppm al 2100 (Rockström et al., 2017). Per ottenere questi risultati è stata definita una precisa *roadmap*, volta alla decarbonizzazione dei sistemi antropici, che prevede azioni sia nel breve che nel lungo periodo. Le città, le grandi aziende e le nazioni (soprattutto i “Paesi sviluppati”) dovranno dotarsi di chiare strategie di decarbonizzazione entro la fine del 2020, al fine di raggiungere l’obiettivo di avere almeno 49 nazioni a zero emissioni nette entro il 2050, con la speranza di espandere questo obiettivo a più di 100 paesi a quella data (Rockström et al., 2017; Williams et al., 2012).

La *Paris City Hall Declaration*, firmata nell’ambito degli eventi connessi alla COP21 di Parigi ha ribadito che i leader locali e regionali hanno e dovranno avere un ruolo sempre più importante nel tracciare il percorso verso un futuro a basse emissioni di carbonio e viene richiesto che entro il 2050 l’approvvigionamento energetico sia 100% da fonti rinnovabili o che le emissioni di gas serra vengano ridotte dell’80% (Climate Summit for Local Leaders, 2015).

La COP25 del Cile (svoltasi a Madrid, in Spagna, a causa dei disordini che erano in atto nel Paese sudamericano nell’autunno 2019), ritenuta da molti, e in particolar modo dal mondo ambientalista, un totale fallimento, ha portato, se non altro, alla *Climate Ambition Alliance*: 73 nazioni, 14 regioni, 398 città, 786 imprese e 16 investitori hanno rimarcato l’intenzione di raggiungere la condizione di *Carbon Neutrality* entro il 2050⁴. Si tratta però di un accordo su base volontaria, una sorta di dichiarazione d’intenti che rischia di rimanere solamente inchiostro su carta, un’enunciazione di volontà non seguita da un’azione concreta e tangibile. Esistono però già ad oggi realtà virtuose che stanno svolgendo studi dettagliati dei propri impatti sull’ambiente e promuovono azioni volte a uno sviluppo maggiormente sostenibile e ad una riduzione delle proprie emissioni di gas serra e/o alla loro compensazione. Fra queste possiamo ricordare la Provincia di Siena che dal 2011 può vantare la certificazione UNI EN ISO 14064 in quanto territorio *carbon neutral*. A partire dal 2006, infatti, l’amministrazione provinciale si è dotata di un programma ambientale incentrato sul monitoraggio delle emissioni di gas serra, al fine di una loro riduzione, in conformità alle direttive nazionali ed europee. Grazie ad una serie di politiche messe in atto dall’amministrazione provinciale volte alla riduzione delle emissioni o all’aumento del loro assorbimento mediante una migliore gestione del patrimonio forestale, la provincia, che partiva da un 73% di assorbimento delle

⁴ <https://unfccc.int/news/climate-ambition-alliance-nations-renew-their-push-to-upscale-action-by-2020-and-achieve-net-zero>

emissioni di CO₂eq, è potuta giungere al 100% nel 2011 per poi arrivare ad un bilancio in positivo (in cui, cioè, gli assorbimenti sono maggiori delle emissioni provinciali) dall'anno 2014 (Bastianoni et al., 2014; Pulselli et al., 2008 a,b; Marchi et al., 2017 a,b; 2018; REGES Project, 2017).

Se è vero che stiamo vivendo un momento storico drammatico, con prospettive di medio-lungo periodo preoccupanti, è pur vero che, citando Martin Luther King, “La vera misura di un uomo non si vede nei suoi momenti di comodità e convenienza, bensì tutte quelle volte in cui affronta le controversie e le sfide”. Una parte dell'umanità ha compreso la grandezza e l'impellenza della sfida che ci troviamo ad affrontare e da più parti stanno giungendo proposte per una risoluzione sistemica e globale del problema. La proposta probabilmente più omnicomprensiva esistente ad oggi è rappresentata dall'Agenda 2030 e dai suoi 17 *Sustainable Development Goals* (Obiettivi di Sviluppo Sostenibile - SDGs), fissati dalle Nazioni Unite il 25 settembre 2015 e sottoscritti da 193 nazioni. L'Agenda 2030 può essere definita come “un piano d'azione per le persone, il Pianeta e la prosperità”⁵, e rappresenta una linea guida per le politiche internazionali di vario livello che permetta di valutare lo sviluppo ambientale, sociale ed economico e guidare i futuri scenari di sviluppo (UN, 2015). Grazie ai suoi 17 obiettivi, che includono 169 target e oltre 300 indicatori costituisce un modello concettuale che, applicato correttamente, potrebbe permettere di raggiungere un futuro migliore e più sostenibile per tutti (Bastianoni et al., 2019; Coscieme et al., 2020; Costanza et al., 2016; UN, 2015).

A questo punto della storia globale è inevitabile un concreto cambio di passo: la decarbonizzazione è un percorso fondamentale da seguire al fine di ridurre le emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera. Tratto comune dei vari accordi internazionali e delle varie *roadmap* e previsioni di un futuro meno impattante in termini di carbonio è caratterizzato dall'esigenza di ridurre i consumi energetici, aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e incrementare l'efficienza dei sistemi (IRENA, 2018a).

⁵ <https://asvis.it/>

Nel 2018 le emissioni globali di CO₂ legate all'energia sono aumentate dell'1,7% raggiungendo la quantità storica di 33,1 Gt CO₂, un valore superiore del 70% rispetto all'aumento medio dal 2010⁶, rappresentando circa il 40% delle emissioni totali di CO₂eq di origine antropica⁷.

L'uso delle RES (acronimo per *Renewable Energy Sources*), oltre a ridurre e arginare l'effetto della crisi climatica, contribuisce ad aumentare la sicurezza energetica e un accesso all'energia più sostenibile e universale, garantendo e favorendo così l'indipendenza energetica anche delle comunità più povere e remote; le RES inoltre, aiutano a ridurre l'inquinamento del suolo, dell'acqua e dell'aria e consentiranno di arginare la perdita della biodiversità (IRENA, 2018a; Ellabban et al., 2014; Patrizi et al., 2019). La capacità globale di produzione di energia da RES alla fine del 2018 ammontava a 2.378 GW (corrispondente al 26,2% della produzione globale di elettricità), con un aumento di 181 GW rispetto al 2017. Il 60% dell'energia da RES deriva dall'idroelettrico, seguito dall'eolico (21%), il solare fotovoltaico (9%), bioenergia (8,5%) e il restante 1,5% è coperto da energia geotermica, solare termica a concentrazione (CSP) e energia oceanica. Per il quarto anno consecutivo, l'incremento di capacità generativa di energia da RES ha superato le installazioni nette di impianti da combustibili fossili e nucleare. Il fotovoltaico rappresenta il 55% della nuova capacità rinnovabile, con oltre 100 GW installati nel 2018 (raggiungendo un importo globale di 505 GW), seguito dall'eolico (28% e 51 GW installati in più) e dall'idroelettrico (11%, con +20 GW installato).

La tendenza globale è principalmente rivolta al solare fotovoltaico e all'energia eolica sia nei paesi sviluppati che in quelli in via di sviluppo; nella UE nel 2018 il 15% dell'elettricità derivava da queste due tecnologie (REN21, 2016; 2019). Inoltre, negli ultimi anni gli occhi della scienza, delle imprese e delle pubbliche amministrazioni si sono rivolti quasi esclusivamente alla terraferma per ottenere energia pulita. Solo una minima parte della produzione totale di elettricità è derivata dall'energia oceanica nel 2018; l'aumento netto di energia da tale fonte ammontava a circa 2 MW, raggiungendo così 532 MW di capacità operativa globale (questo valore non include i progetti dimostrativi attualmente in fase di implementazione, gli impianti eolici *offshore* e la biomassa marina), ma il 90% di questa energia derivava da solo due impianti per lo sfruttamento del dislivello di marea tramite sbarramento (REN21, 2019).

L'energia oceanica rappresenta una delle RES più promettenti grazie all'enorme potenziale energetico immagazzinato negli oceani e nei mari (IRENA, 2018a; Khan et al., 2017, Patrizi et

⁶ <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>

⁷ <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-overview>

al., 2019); si tratta di una risorsa abbondante, geograficamente diversificata e totalmente rinnovabile. Le proiezioni affermano che, con le dovute condizioni normative ed economiche favorevoli, l'energia oceanica ha il potenziale per generare oltre 350 TWh di qui al 2050, soddisfacendo il 10% della domanda energetica della UE. L'Unione Europea ad oggi importa energia per il 53% della sua domanda, con una spesa di oltre 400 miliardi di euro l'anno e incrementare la quota di RES rappresenta anche una scelta strategica per aumentare la propria indipendenza energetica (OEF, 2016). Ad oggi, inoltre, il 45% delle società per la produzione di energia dal moto ondoso e il 50% di quelle che sfruttano l'energia dalle maree provengono dall'UE (Magagna & Uihlein, 2015); L'Europa vuole aumentare e sviluppare la sua leadership nelle tecnologie energetiche oceaniche in modo da soddisfare una buona porzione della domanda di energia del continente, garantendo anche lo sviluppo di un nuovo settore industriale, creando e consolidando milioni di posti di lavoro (OEF, 2016). Oltre allo sfruttamento delle fonti energetiche definite "oceaniche" l'Unione Europea mira ad intensificare ed espandere rapidamente la produzione di energia elettrica da impianti eolici *offshore* e progetta di ottenere almeno 133,3 TWh da tale tecnologia entro la fine del 2020, coprendo così il 4% della domanda di energia elettrica dell'UE; per il 2030 l'obiettivo è invece di arrivare a coprire il 14% della domanda tramite l'eolico *offshore*. Inoltre, l'Europa aspira a diventare leader mondiale nello sfruttamento dell'energia da marea, da onde e da gradiente termico, con l'intenzione di realizzare impianti per un totale di 2-4 GW di capacità installata entro il 2020 (COM (2012) 494). A seguito degli impegni presi ai tavoli internazionali, a dicembre 2018 è entrata in vigore la Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II); l'Unione ha stabilito un obiettivo di almeno il 32% di energia da RES nel consumo finale lordo di energia entro il 2030 (COM (2019) 225). La precedente direttiva fissava un obiettivo del 20% del consumo finale di energia da RES entro il 2020 (Directive 2009/28/EC) e nel 2017 l'UE ha raggiunto una quota del 17,5% (COM (2019) 225). La strategia a lungo termine dell'UE è quella di diventare una regione a impatto zero entro il 2050; lo scopo è creare un futuro moderno, prospero e sostenibile per i paesi europei e diventare un esempio positivo al di fuori dell'Europa, esportando tecnologie e competenze. La UE ha molta attenzione sul tema della *Blue Economy*, in quanto questa, ad oggi, rappresenta oltre 5,4 milioni di posti di lavoro e 500 miliardi di euro di PIL e presenta grandi potenzialità di incremento nel futuro, in particolar modo il settore delle *Blue Energy* (COM (2014) 8). Tale fonte energetica potrebbe migliorare l'efficienza della produzione energetica da fonte

rinnovabile, aiutando a bilanciare la produzione di energia da altre RES come l'energia solare o eolica, grazie alla prevedibilità e alla costanza di risorse come onde o maree (COM (2014) 8); aiuterebbe, inoltre, a minimizzare il consumo di suolo e a ridurre la quota di emissioni di gas serra, con stime che parlano di 65 Mt CO₂eq che potrebbero essere evitate entro il 2020 nella sola UE (COM (2012) 494). Inoltre, è stato stimato che lo sfruttamento delle Blue Energy sulla costa atlantica, nel Mar Baltico e nel Mediterraneo potrebbe produrre oltre 20.000 posti di lavoro permanenti e circa 14.000 temporanei entro il 2035 (COM (2014) 8).

1.1. Il *Green Deal* per l'Unione Europea e i suoi cittadini

L'Unione Europea, in linea con quanto definito con gli Accordi di Parigi della COP 21 (e nelle successive COP) e sulla base delle conclusioni scientifiche dell'IPCC e dell'IPBES (*Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services*), nel dicembre 2019 ha varato il *Green Deal*, la nuova strategia di crescita mirata a trasformare la UE in una società giusta e prospera nella quale, al più tardi al 2050, non saranno generate emissioni nette di gas a effetto serra e l'economia sarà dissociata dal consumo di risorse. Tale strategia mira inoltre a proteggere, conservare e migliorare il capitale naturale della UE e proteggere la salute e il benessere dei cittadini, considerando anche imprescindibile una loro partecipazione sempre più attiva (COM (2019) 640) e offrendo alle varie componenti sociali la possibilità e la responsabilità di delineare una società climaticamente neutrale e resiliente al clima (COM (2020) 80). Queste tematiche sono molto sentite a livello europeo e il Consiglio Europeo ha inserito tra le quattro priorità dell'agenda strategica 2019-2024 la costituzione di un'Europa a impatto climatico zero e che sia verde, equa e sociale (European Council, 2019). Secondo quanto riportato nella Legge Europea sul Clima, l'Unione Europea è responsabile, almeno direttamente, di meno del 10% delle emissioni di gas a effetto serra di origine antropica; nonostante ciò, mira a diventare il leader mondiale nelle misure per il clima e l'ambiente e per quanto concerne la transizione verso un'economia mondiale a zero emissioni nette (COM (2020) 80). L'UE tra il 1990 e il 2018 ha ridotto le proprie emissioni di gas serra del 23%, nonostante l'economia sia aumentata del 61% (COM (2019) 640); tuttavia, con le attuali normative, la riduzione delle emissioni al 2050 sarebbe limitata esclusivamente a un 60%, un valore assolutamente non sufficiente per evitare il raggiungimento di 1,5°C di aumento della temperatura atmosferica. La Commissione Europea ha da tempo delineato un programma per

il raggiungimento della *Carbon Neutrality* al 2050 (COM (2018) 773), ma è solo col *Green Deal* che viene definita una vera e propria tabella di marcia che ha portato, a ottobre di quest'anno, alla firma, anche da parte del Parlamento Europeo, della Legge Europea sul Clima rendendo di fatto vincolante quanto indicato nel *Green Deal*⁸. La UE e tutti gli Stati Membri dovranno divenire *carbon neutral*, al più tardi al 2050, con l'obiettivo successivo di puntare alle emissioni negative, e fissa uno step intermedio che prevede una riduzione del 60% al 2030. Tra i settori strategici per raggiungere tale ambizioso obiettivo c'è inevitabilmente quello energetico. È necessario che venga totalmente ripensato il sistema di approvvigionamento energetico (COM (2019) 640); le sovvenzioni, dirette o indirette, ai combustibili fossili saranno gradualmente eliminate entro la fine del 2025⁹ e le RES avranno sempre più un ruolo essenziale. Un accento viene posto, in particolare sul settore dell'eolico *offshore* che dovrà essere ampiamente incrementato, anche grazie alla cooperazione regionale tra gli Stati Membri. Inoltre, la Commissione evidenzia come la *Blue Economy* rivestirà un ruolo centrale nell'alleviare la crescente domanda di risorse terrestri e sarà fulcro imprescindibile nell'affrontare i cambiamenti climatici, anche grazie al ruolo degli oceani di mitigarne gli effetti. Un'attenzione particolare sarà rivolta alle modalità per la gestione dello spazio marittimo in maniera sostenibile e, in particolare, l'intenzione è di assicurare e favorire lo sfruttamento del crescente potenziale di quelle che vengono qui definite come "energie rinnovabili *offshore*" (COM (2019) 640).

1.2. Le *Blue Energy* – Cenni storici e classificazione

Mari e oceani sono da sempre fonte di sostentamento e luogo prioritario per trasporti e commercio e hanno permesso lo sviluppo e il prosperare di innumerevoli civiltà (Jouffray et al., 2020). Per secoli le attività umane si sono limitate alle zone costiere poco profonde, ma il progresso tecnologico ha reso oggi disponibili e accessibili anche le aree più remote dei mari (Jouffray et al., 2020; Ramirez-Llodra, 2011). Sono moltissimi gli aspetti per cui il mondo sta guardando con crescente interesse al mare; innumerevoli sono le risorse che l'economia intende sfruttare sempre di più: cibo, componenti farmaceutici, risorse minerarie, combustibili fossili, acqua potabile tramite desalinizzazione, spazio per attività di ogni tipo,

⁸ <https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20201002IPR88431/legge-ue-sul-clima-aumentare-obiettivo-di-riduzione-emissioni-per-2030-al-60>

⁹ <https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20201002IPR88431/legge-ue-sul-clima-aumentare-obiettivo-di-riduzione-emissioni-per-2030-al-60>

dall'estensione delle terre, all'installazione di cavi e condotte sottomarine, dallo smaltimento dei rifiuti, alle attività militari, il turismo, l'istituzione di aree protette e molto altro (Jouffray et al., 2020). In questa nuova frontiera che viene chiamata *Blue Acceleration* rientra anche lo sfruttamento delle Energie Marine Rinnovabili (*Marine Renewable Energies - MRE*), considerate tra le soluzioni più promettenti per sopperire alla crescente richiesta di energia e consentire una riduzione dell'impatto antropico per la produzione energetica (Appiott et al., 2014).

Esistono numerose definizioni per classificare l'energia (principalmente elettrica) che si può ottenere attraverso lo sfruttamento delle numerose fonti energetiche rinnovabili contenute all'interno dei mari e degli oceani.

La classificazione più ampia e omnicomprensiva per la definizione delle MRE include le cosiddette energie oceaniche (cioè le onde, le maree, le correnti marine e di marea, il gradiente termico e il gradiente osmotico), ma anche il vento *offshore* e la coltivazione di alghe (Araghi et al., 2017; Goffetti et al., 2018).

L'idea di ottenere energia dal mare non è una novità di questo secolo; La prima prova certa di sfruttamento dell'energia contenuta nei mari risale al 1086, con la costruzione del primo mulino a marea documentato, che venne realizzato a Dover, in Inghilterra (Wadhams, 2006), ma esistono tracce storiche di strutture simili già in epoca romana¹⁰ e durante la dinastia Tang in Cina tra il VII e il X secolo d.C. (Zhang et al., 2018). Il primo brevetto ufficiale per convertire l'energia del moto ondoso fu depositato in Francia nel 1799 da un padre e un figlio di nome Girard. Mentre, in epoca moderna, i primi veri studi sullo sfruttamento dell'energia del moto ondoso furono condotti a partire dagli anni '40 in Giappone da Yoshio Masuda, definito il padre della moderna tecnologia dell'energia del moto ondoso. Nel 1965, grazie ai suoi studi pionieristici, è arrivato alla commercializzazione della prima boa galleggiante a colonna d'acqua oscillante (*Oscillating Water Column - OWC*) della storia (Falçao, 2010). Per vedere il primo grande impianto per lo sfruttamento dell'energia marina, ancora oggi in funzione, dobbiamo però spostarci in Francia, dove, nel 1966, fu costruita la *Rance Tidal Power Station* nell'insenatura alla foce del fiume Rance, tra Saint-Malo e Dinard per sfruttare il dislivello tra alta e bassa marea, che in quella zona è tra i più alti al mondo¹¹. Negli ultimi decenni l'interesse

¹⁰ <https://kentarchaeology.org.uk/>

¹¹ <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/industrial-provider/renewable-energies/marine-energy/tidal-power>

per l'energia marina rinnovabile è costantemente cresciuto e centinaia di prototipi sono stati costruiti, testati e installati in varie parti del mondo o si trovano in fase di progettazione.

Le tecnologie per lo sfruttamento delle Energie Marine Rinnovabili possono essere classificate sulla base di diversi criteri come il principio di funzionamento, il loro posizionamento in mare (e si distinguono dispositivi *onshore*, *nearshore* o *offshore*), la profondità dell'acqua alla quale lavorano, le dimensioni dell'impianto e via dicendo.

La prima suddivisione che può essere effettuata riguarda il tipo di energia rinnovabile che il dispositivo utilizza e si possono così classificare:

1.2.1. Convertitori di energia del moto ondoso – *Wave Energy Converter (WEC)*

- Colonna d'acqua oscillante (*Oscillating Water Column – OWC*):

in un dispositivo di tale genere le onde in arrivo sulla costa, fanno salire e scendere il livello dell'acqua di mare all'interno di un'apposita camera e, nello stesso modo con cui i pistoni funzionano all'interno di un motore a scoppio, fanno sì che abbia luogo una serie alternata e continuativa di compressioni e decompressioni dell'aria contenuta. All'imboccatura della camera, opposta a quella dalla quale entra l'acqua, sono poste delle turbine ad aria (solitamente delle turbine auto rettificanti di tipo Wells, capaci di muoversi, e quindi generare energia, sia in fase di compressione che decompressione dell'aria) collegate a dei generatori che permettono di convertire l'energia meccanica in energia elettrica, che poi potrà essere immessa in rete. Questi dispositivi solitamente sono pensati come delle strutture onshore da posizionare all'interno di porti e moli esistenti o in fase di costruzione, ma esistono anche alcuni prototipi galleggianti ormeggiati sul fondale marino, da posizionare *nearshore* o *offshore* (Babarit et al., 2012; Brando et al., 2016; Falção, 2010; Ibarra-Berastegi et al., 2018; Moretti et al., 2020; Spanos et al., 2018; Torre-Enciso et al., 2009). Nelle Figure 1a-1c sono riportati tre tra gli esempi più famosi e con il più alto *Technology Readiness Level (TRL)* attualmente in fase di sperimentazione o già operativi.

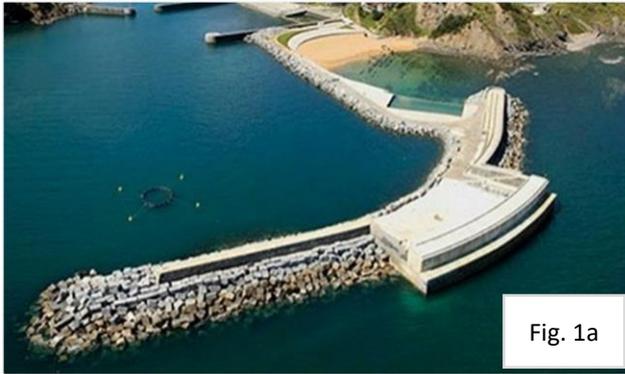


Fig. 1a



Fig. 1b



Fig. 1c

Figura 1a: *Mutriku Wave Energy Plant*, OWC installato nel molo di Mutriku, nei Paesi Baschi (Spagna settentrionale). Figura1b: *Resonant Wave Energy Converters (REWEC3)*, l'OWC sviluppato dall'Università degli Studi Mediterranea di Reggio Calabria e dal suo spin-off *Wavenergy* che è stato installato nel porto di Civitavecchia (Roma). Figura 1c: *OE-Buoy*, un F-OWC, cioè un OWC flottante, sviluppato dall'irlandese *Ocean Energy Ltd*.

- *Overtopping Breakwater:*

questa tecnologia è anche conosciuta in italiano come “frangiflutti a tracimazione”, terminologia però solitamente sostituita da quella in inglese. In questo caso il generatore elettrico è azionato da una turbina idraulica, che converte l'energia potenziale ottenuta catturando le onde marine incidenti che vengono convogliate all'interno di un serbatoio mediante una rampa. Questa tecnologia può essere assimilata, per caratteristiche tecniche e per principio fisico alla base del funzionamento ad un mini/micro idroelettrico. Tale dispositivo può essere installato all'interno di moli e frangiflutti esistenti o in progettazione (Figura 2a), oppure può essere flottante e ancorato al fondale (Figura 2b) (Babarit, 2015; Buccino et al., 2016; Contestabile et al., 2016; Contestabile & Vicinanza, 2018; Falção, 2010; Vicinanza et al., 2012).

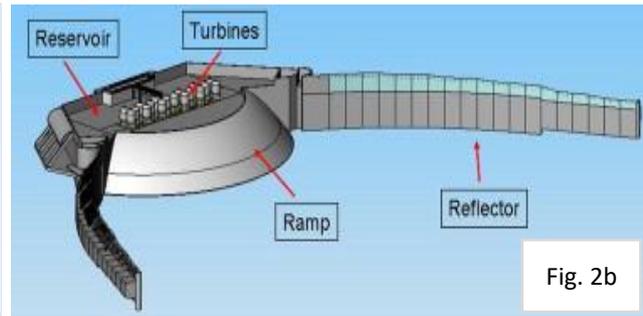


Figura 2a: *Overtopping Breakwater for Wave Energy Conversion (OBREC)*, modello sviluppato dall'Università della Campania "Luigi Vanvitelli". Figura 2b: Wave Dragon, sistema *overtopping* flottante.

- Corpi oscillanti:

esistono diverse tipologie di corpi oscillanti che possono essere ulteriormente suddivisi in generatori lineari, tubolari o rotanti e che sono in grado di sfruttare l'energia cinetica delle onde per produrre elettricità. Questo tipo di tecnologia è forse la più variegata e differenziata in assoluto tra tutte le tecnologie per lo sfruttamento delle MRE. Esistono centinaia di prototipi che mirano a sfruttare l'energia delle onde mediante logiche e intuizioni tecnologiche differenti. Una differenziazione di base che si può fare è tra le tecnologie *onshore*, costituite da corpi galleggianti fissati a moli, spesso abbandonati, o lungo i porti (Figura 3a e 3b) e tecnologie *nearshore* e *offshore*. In questi ultimi due casi le tecnologie sono sostanzialmente di due tipi: a corpo galleggianti, oppure a corpo sommerso e in entrambi i casi queste strutture sono appoggiate, fissate o ancorate al fondale marino (Figure 3c – 3g). (Babarit, 2015; Brando et al., 2016; Coiro et al., 2018; Dahlsten, 2009; de Costa et al., 2003; Eco Wave Power, 2019; Leijon et al., 2008; Thomson et al., 2011; Vannucchi & Cappietti, 2016; Weinstein et al., 2004)¹².

¹² <https://www.swel.eu/>



Fig. 3a



Fig. 3b

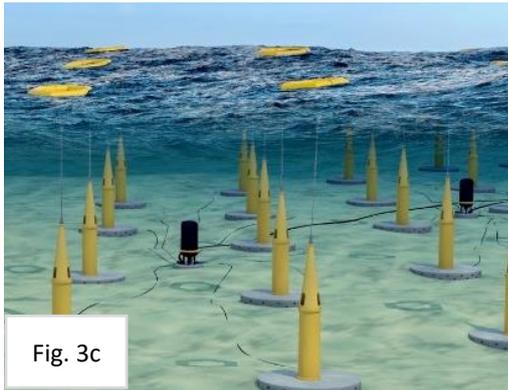


Fig. 3c

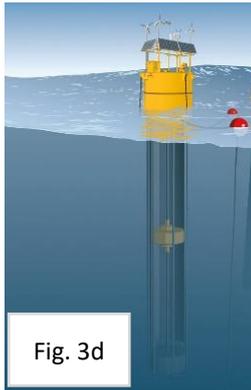


Fig. 3d

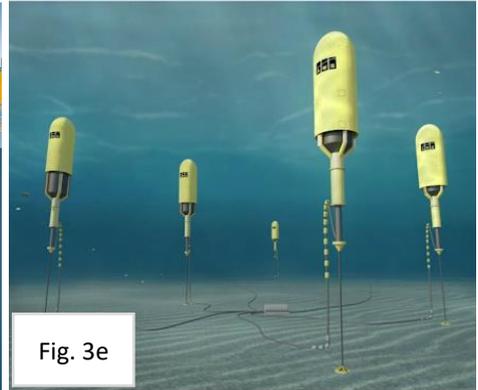


Fig. 3e



Fig. 3f



Fig. 3g

Figura 3a: corpi oscillanti *onshore* sviluppati dall'israeliana *Eco Wave Power*. Figura 3b: PIVOT, boa *onshore* sviluppata dall'Università di Napoli Federico II e dal suo spin-off *SeaPower*. Figura 3c: *Seabased*, una boa flottante connessa a un generatore lineare appoggiato al fondale marino, sviluppata dalla compagnia svedese *Seabased*. Figura 3d: *AquaBuOY*, boa flottante sviluppata dalla compagnia *Finavera*. Figura 3e: *Archimedes Wave Swing* (AWS), una tecnologia pensate per un posizionamento *nearshore*, costituita da silos che si muovono alternativamente con il moto ondoso. Figura 3f: *Pelamis*, della *Pelamis Wave Power*, è tra le tecnologie WEC più avanzate e studiate. Figura 3g: *SWEL*, tecnologia pensata per un posizionamento *neashore* e sviluppata dalla *Sea Wave Energy Ltd*.

1.2.2. Convertitori di correnti marine

Nel mare e negli oceani, le correnti possono essere generate da diversi fenomeni fisico-chimici, come maree, vento, differenze della temperatura e della salinità.

Tra tutte le tecnologie, quelle delle correnti di marea sono le più avanzate e diffuse, soprattutto quelle che si basano sull'utilizzo di grandi dighe di sbarramento (come la già citata *Rance Tidal Power Station*, in Bretagna).

Come per il moto ondoso, i potenziali verticali di marea sono generalmente piccoli nel Mediterraneo e comunque decisamente minori rispetto a quelli che possono essere riscontrati negli oceani (solo in alcune aree del Mediterraneo si raggiungono dislivelli di marea superiori a 20 cm), ma l'interazione tra diversi regimi di marea tra sottobacini del Mediterraneo portano a generare correnti di marea anche significative e utilmente sfruttabili. In alcune aree come lo Stretto di Gibilterra, il Mare di Alborán, il Canale di Sicilia, lo Stretto di Messina e il Mare Adriatico settentrionale, si possono avere correnti superiori di qualche cm/s, che, con la giusta tecnologia possono fornire delle buone produzioni elettriche e numerosi sono infatti gli studi che vanno in questa direzione.

Le tecnologie per lo sfruttamento delle correnti di marea sono simili alle turbine eoliche, ma con accorgimenti tecnologici per permettere di resistere alle pressioni e alla fluidità dell'acqua. Lo sfruttamento di questa risorsa si basa principalmente sulle seguenti tipologie di tecnologie (alcuni esempi vengono riportati nelle Figure 4a – 4c):

- Turbine a flusso assiale, dette anche turbine ad asse orizzontale:

Queste turbine hanno 2-3 pale e possono essere chiuse (canalizzate) o aperte (nude); l'asse di rotazione è parallelo al flusso d'acqua in entrata. Il principio di funzionamento è quello di accelerare la velocità del flusso in ingresso grazie alla particolare forma delle pale.

- Turbine a flusso incrociato, dette anche turbine ad asse verticale:

Questo tipo di turbine presenta le medesime caratteristiche della precedente, ma con la differenza che l'asse di rotazione è perpendicolare al flusso d'acqua in ingresso.

- Aliscafi oscillanti/dispositivi alternanti:

il principio è quello di utilizzare le forze di portanza/ resistenza dell'ala di una struttura simile a un aliscafo o un *kite*, per spostarsi su e giù e aumentare così l'energia generata, rispetto a quella del flusso in ingresso. Normalmente il moto oscillatorio viene regolato variando

automaticamente l'angolo di incidenza rispetto al flusso d'acqua in ingresso. (Coiro et al., 2017; 2018; Mehmood et al., 2012; Poulain et al., 2018).

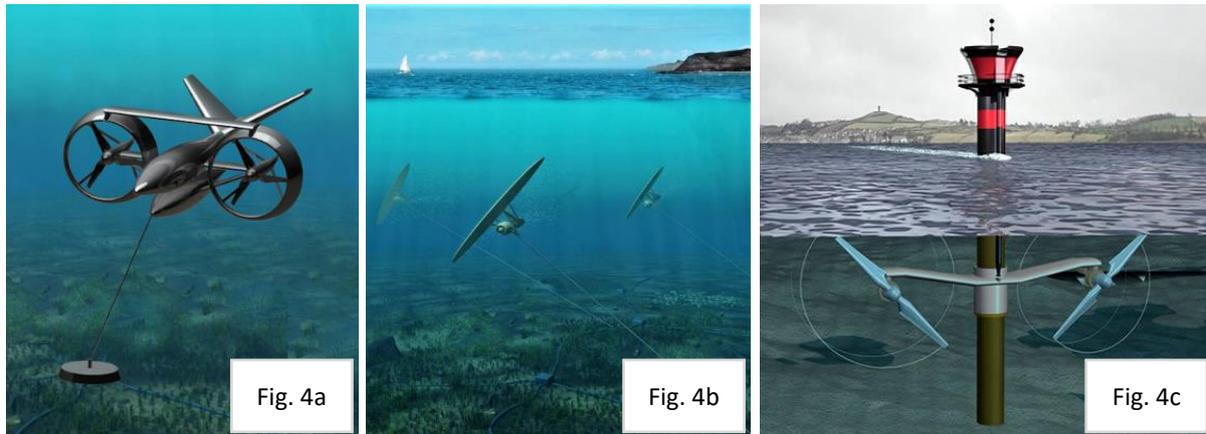


Figura 4a: *Marine Electrical Generator (GEM)*, kite sottomarino sviluppato dall'Università di Napoli Federico II e dal suo spin-off *SeaPower*. Figura 4b: il kite sottomarino *Deep Green*, sviluppato dalla svedese *Minesto*. Figura 4c: *SeaGen*, il primo generatore per la produzione di energia da corrente di marea su larga scala; venne installato dalla *Marine Currents Turbines Ltd* nelle acque di *Strangford Lough* in Irlanda del Nord.

1.2.3. Gradiente salino - *Salinity Gradient Power (SGP)*

Questa tecnologia consiste nello sfruttamento dell'energia che si genera dalla miscelazione in modo controllato di due soluzioni con differenti concentrazioni saline, ad esempio acqua di fiume e acqua di mare.

La conversione di SGP in energia meccanica/elettrica può essere realizzata in diversi modi: *pressure-retarded osmosis (PRO)*, elettrodialisi inversa (*Reverse ElectroDialysis - RED*; illustrata in Figura 5), processi di miscelazione mediati da accumulatori (*AccMix*), cella di flusso con supercondensatore a membrana modificata (*membrane-modified supercapacitor flow cell*) e un processo di recente concepimento basato sul rigonfiamento di matrici di idrogel (Tedesco et al., 2015; 2017).

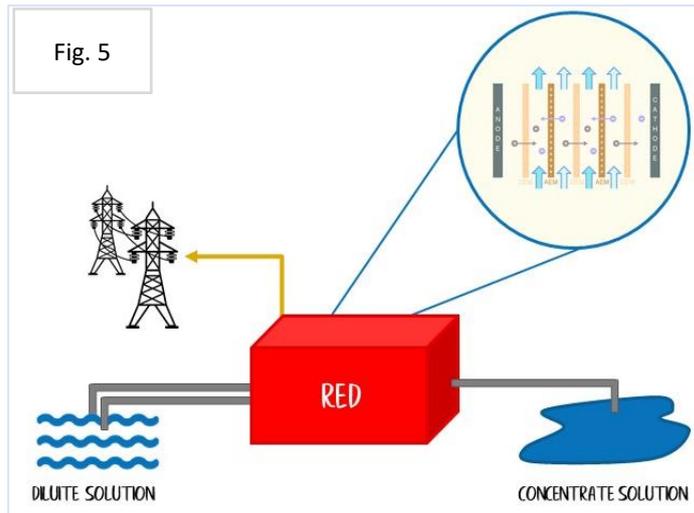


Figura 5: schema operativo di un impianto ad elettrodialisi inversa (RED), una delle soluzioni tecnologiche più avanzate per lo sfruttamento del gradiente salino (SGP).

1.2.4. Scambiatori di calore (*Heat exchangers*)

Le pompe di calore alimentate ad acqua di mare (una rappresentazione schematica in Figura 6) utilizzano il ciclo di refrigerazione per il trasferimento di calore da un luogo (fonte di calore) con temperatura inferiore a un altro luogo (dissipatore di calore) con una temperatura più elevata. La principale differenza rispetto alle pompe di calore convenzionali è che utilizzano il potenziale termico del mare come fonte di calore. Questa tecnologia può adattarsi a diverse situazioni per soddisfare i bisogni energetici di diversi tipi di edifici¹³.

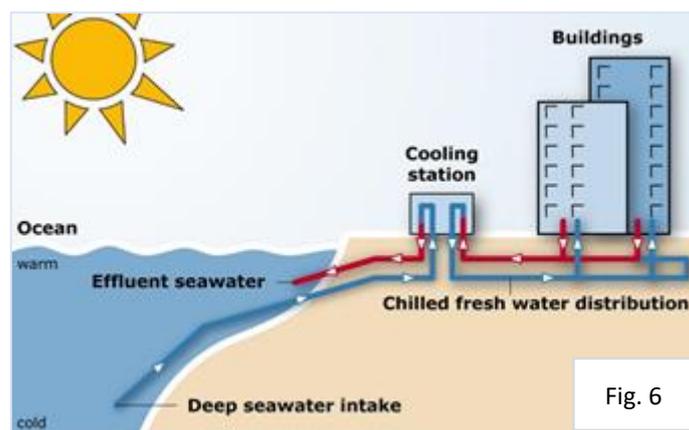


Figura 6: schema operativo semplificato di un impianto a scambio di calore, alimentato dal gradiente termico marino

¹³ <https://www.nordicghp.com/2017/01/heat-pump-effective-temperature-range/>

1.2.5. Turbine eoliche

Le turbine eoliche sono tra le soluzioni più promettenti nel campo delle energie rinnovabili, sia di tipo *onshore* che *nearshore/offshore* e rientrano a pieno titolo nella classificazione più ampia di Energia Marine Rinnovabili.

Tra le numerose classificazioni che le turbine eoliche *offshore* possono avere, due delle più utili allo scopo di questo lavoro sono le seguenti:

- In base all'orientamento dell'asse di rotazione:

- Turbine eoliche ad asse orizzontale (*Horizontal Axis Wind Turbines* - HAWT) (Figura 7a);
- Turbine eoliche ad asse verticale (*Vertical Axis Wind Turbines* - VAWT) (Figura 7b).

- In base al tipo di fondazione:

- *Fixed-bottom turbine*: questo tipo di turbina è simile, nel design, alla turbina eolica *onshore* tradizionale; in questo caso la torre della turbina è installata e fissata al fondale marino attraverso una fondazione in cemento armato e pietrame; questa tecnologia ha attualmente il monopolio del mercato eolico *offshore* ma è adatta esclusivamente per profondità d'acqua inferiori a 50 m. Le due principali tipologie di fondazioni sono: *monopile* e *jacket/tripod* (Figura 7c).

- *Turbina eolica galleggiante (Floating wind turbine)*: queste turbine sono caratterizzate da una struttura, costituita da torre, navicella e rotore, che non è fissata al fondale marino, ma ad una struttura galleggiante ancorata al fondale mediante vari sistemi differenti di ancoraggio e ormeggio. Si tratta della nuova frontiera nell'ambito delle turbine eoliche *offshore* perché permetterà di realizzare parchi eolici a profondità molto maggiori (batimetrie fino a 500 m con le attuali tecnologie) rispetto alle classiche turbine eoliche e sfruttare così i venti molto più potenti che sono presenti in zone di mare aperto e ridurre, inoltre, l'impatto visivo dalla costa.

Le principali tipologie di turbine *offshore* flottanti attualmente in fase di sperimentazione o commercializzazione sono le seguenti: *Semi-Submersible*, *Tension Leg Platform (TLP)*, *Spar Buoy* (Figura 7c) (Ghigo et al., 2020; Lombardi et al., 2018; Pantusa & Tomasicchio, 2019; Poujol et al. 2020; Tsai et al., 2016).

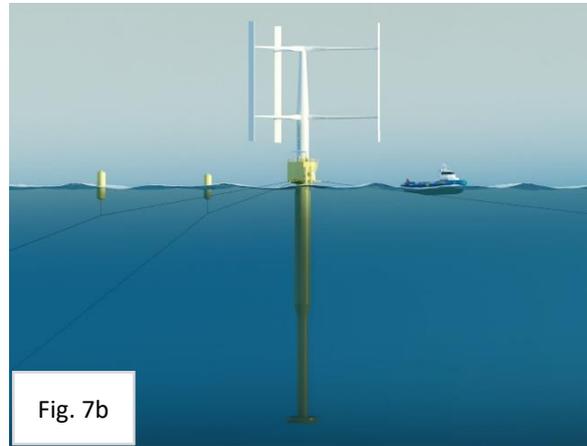


Figura 7a: esempio di turbina eolica *offshore* ad asse orizzontale. Figura 7b: esempio di turbina eolica *offshore* ad asse verticale.

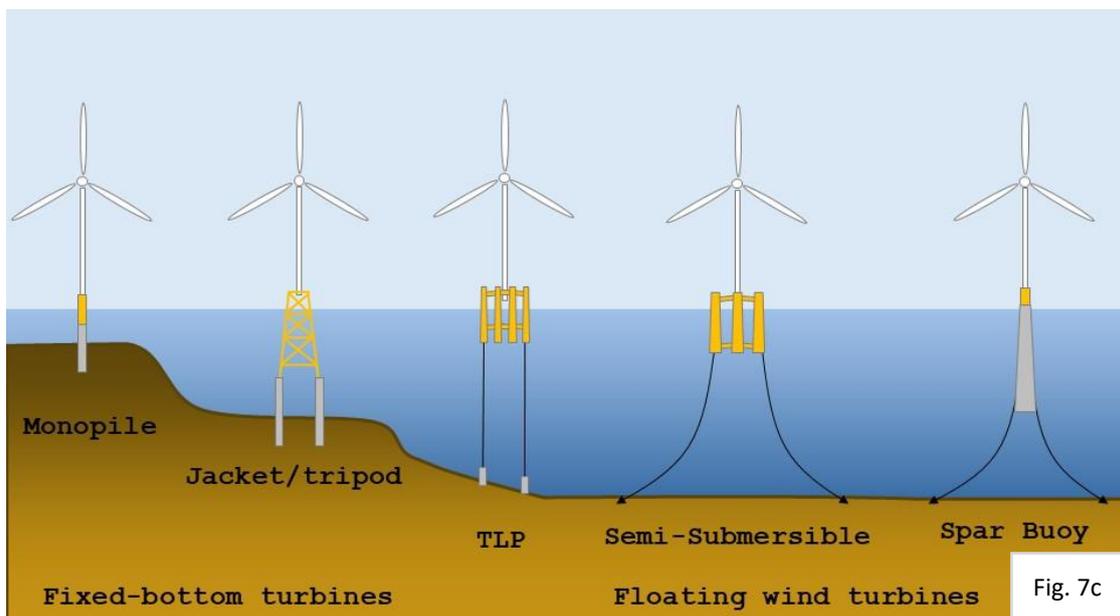


Figura 7c: rappresentazione grafica delle tipologie attualmente esistenti di turbine eoliche *offshore*, classificate sulla base della tipologia di fondazione utilizzata.

1.2.6. Biomassa algale

La coltivazione di alghe (Figura 8a) nelle zone costiere, che possono essere combinate o meno con l'acquacoltura, riescono a prelevare nutrienti dall'acqua e produrre biomassa che può essere utilizzata per la produzione energetica. Utilizzando la fotosintesi e l'ampia disponibilità di nutrienti dei mari, le macroalghe aumentano rapidamente la loro massa e possono essere poi lavorate nelle bioraffinerie per produrre biocarburanti biodegradabili, non tossici e privi di zolfo, come il bioetanolo da biogas e altri prodotti. Le tecniche per la coltivazione delle macroalghe includono strutture marine (che possono essere sia costruite lungo le coste che in area *offshore*) come palangari o zattere, ma anche vasche o stagni a terra. Esempi di specie coltivate nelle acque europee sono *Alaria esculenta*, *Palmaria palmata*, *Saccharina latissimi* e *Ulva sp* (esempi in Figura 8b).

Anche le microalghe sono state sperimentate con successo come potenziale materia prima per la generazione di biocarburanti. Le microalghe possono essere coltivate sia in sistemi aperti che in sistemi chiusi: nel primo caso le coltivazioni di microalghe possono assumere la forma di laghetti rettangolari o circolari che vengono agitati meccanicamente o rimescolati con delle ruote munite di pale; in alternativa le microalghe possono essere inserite all'interno di fotobioreattori (*photobioreactors* - PBR) o in fermentatori (Figura 8c) (Barbier et al., 2019; Buschmann et al., 2017; Hossain et al., 2019).

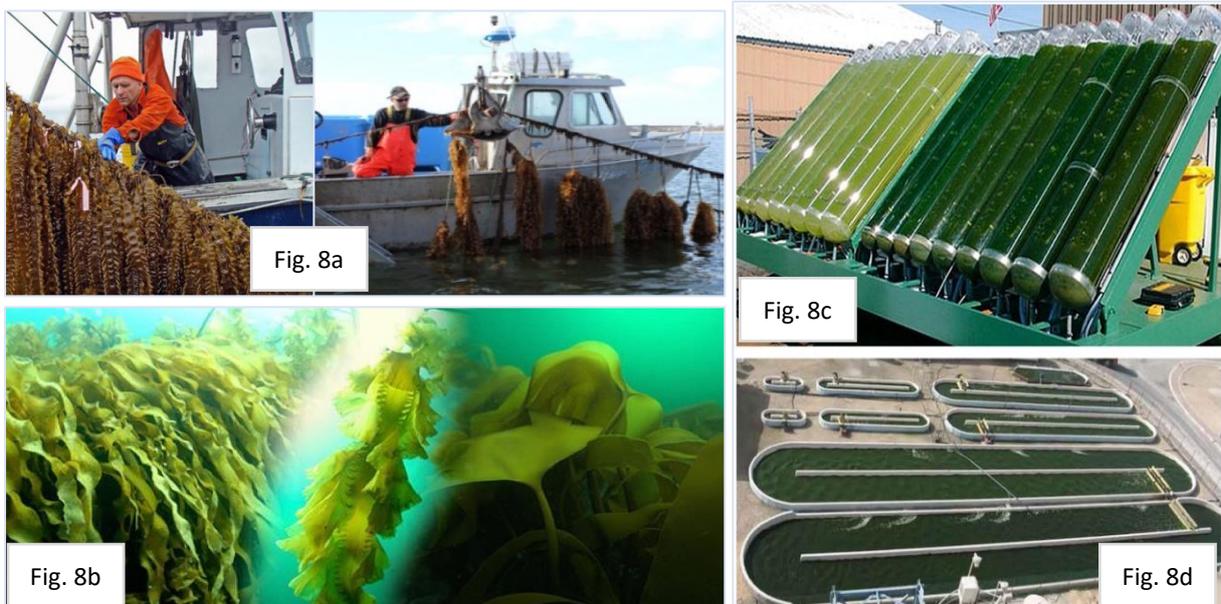


Figura 8a: Coltivazioni di macroalghe in Nord Europa. Figura 8b: esempi di specie di macroalghe coltivate per la produzione di biocarburanti. Figura 8c: esempio di fotobioreattori (*Photobioreactor* - PBR) per la coltivazione di microalghe. Figura 8d: sistemi aperti (vasche) per la coltivazione di microalghe.

1.2.7. Floating Photovoltaic System (FPVs)

Con l'aumentare delle richieste energetiche e il ridursi di aree *onshore* per le attività antropiche, anche la tecnologia del solare fotovoltaico sta direzionando la propria attenzione verso strutture flottanti e *offshore*.

Il primo impianto sperimentale per lo sfruttamento dell'energia solare con pannelli fotovoltaici posizionati su una struttura flottante risale al 2007 con l'impianto di Aichi, in Giappone (Trapani & Santafé, 2014), ma da quell'anno ad oggi le installazioni si sono moltiplicate, consentendo di arrivare al 2018 al superamento di 1 GW di capacità installata a livello globale (El Hammoumi et al., 2021); attualmente il più grande impianto fotovoltaico flottante è stato installato nel 2017 sulle acque che ricoprono una ex miniera di carbone nelle vicinanze della città di Huaianam, in Cina ed è costituito da 194.700 pannelli fotovoltaici, per un totale di 148 ha di superficie occupata, 70 MW di capacità installati che possono soddisfare 21.000 abitazioni (Pouran, 2018 – Figura 9b).

Questa tecnologia, che si farà strada nel prossimo futuro, è molto versatile e pensata per applicazioni molto varie, come mari, oceani, laghi, laghetti per l'irrigazione dei campi, impianti per il trattamento delle acque reflue, miniere abbandonate e molto altro (Sahu et al., 2016).

Nel caso di localizzazione in mare, le installazioni possono essere *nearshore*, *offshore*, installate su strutture fisse o flottanti, adagate sopra l'acqua o semisommerse.

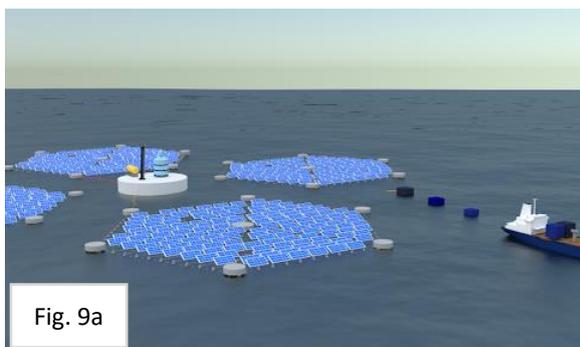


Fig. 9a



Fig. 9b

Figura 9a: esempio di un progetto per un *Floating Photovoltaic System* in un contesto oceanico. Figura 9b: fotografia di una porzione dell'impianto di Huaianam, in Cina.

2. SCOPO DELLA TESI

Con questa tesi si cercherà di comprendere e dimostrare come le energie rinnovabili marine possono diventare un importante volano verso una concreta transizione nella direzione di un modello più sostenibile di produzione energetica, che permetta nel breve e medio periodo di affrancarsi totalmente dallo sfruttamento delle fonti energetiche fossili.

A tale scopo sono state individuate alcune delle tecnologie più promettenti e più idonee allo sfruttamento delle MRE nel contesto del Mar Mediterraneo e sono state studiate mediante l'utilizzo di tre metodologie: *Life Cycle Assessment* (LCA), *Emergy* e *Bilancio dei gas serra*. La LCA sarà utilizzata per analizzare tre impianti per lo sfruttamento dell'energia delle onde (*Oscillating Water Column*, *Overtopping Breakwater*, *Oscillating Floaters*) al fine di quantificare il livello di gas ad effetto serra dovuto ai materiali impiegati nella loro realizzazione; ciò verrà espresso mediante la *carbon footprint* del dispositivo e, sulla base delle produttività elettriche annue stimate, con la *carbon intensity*.

L'*Emergy* verrà applicata per la valutazione di 5 tecnologie, di cui 4 WEC (*Oscillating Water Column*, *Overtopping Breakwater*, *Oscillating Floaters*, *Seabed Based Buoy*) e una turbina eolica *offshore* flottante; questa metodologia permetterà di valutare l'investimento necessario per la realizzazione dei dispositivi e quanto il consumo delle risorse necessarie vada a "pesare" sull'ambiente.

Il *Bilancio dei gas serra* verrà invece applicato in una versione modificata e ricalibrata per lo studio e la valutazione della *carbon footprint* di aree urbane a scala di quartiere o di città; questa metodologia verrà utilizzata per contestualizzare le *Blue Energy* a livello territoriale e valutare come e quanto queste tecnologie possano aiutare aree costiere e insulari a raggiungere gli obiettivi fissati dall'Unione Europea in merito alla *Carbon Neutrality*.

Le analisi, i ragionamenti e le considerazioni sulle *Blue Energy* studiate, saranno presentate anche nel contesto di tre progetti europei che sono stati colonna portante di questo lavoro di tesi: il progetto FP7 City-Zen e i due progetti Interreg-MED MAESTRALE e BLUE DEAL, il secondo dei quali, tutt'ora in corso.

3. MATERIALI E METODI

3.1 Analisi del Ciclo di Vita (LCA)

L'Analisi del Ciclo di Vita (*Life Cycle Assessment* - LCA) è una procedura scientifica standardizzata volta alla valutazione dei carichi energetici e ambientali connessi alla realizzazione di un processo, prodotto o attività (Baldo et al., 2008).

Attraverso l'impiego di questa metodologia, basata su un approccio *Life Cycle*, è possibile valutare i flussi in entrata e in uscita, nonché i potenziali impatti ambientali (ad esempio: il riscaldamento globale, l'eutrofizzazione, l'acidificazione, ecc.), di un prodotto o un sistema.

L'obiettivo primario di questa metodologia è individuare le fasi e gli aspetti più critici del ciclo di vita di un prodotto, un servizio o un processo allo scopo di renderlo più efficiente e minimizzare il consumo di risorse e gli effetti sull'ambiente (Baldo et al., 2008).

L'approccio di tipo ciclo di vita ai problemi ambientali non è un'idea recente e ha origini che possono essere collocate verso la fine degli anni '60, ma è soltanto nel 1990, durante un congresso della SETAC (*Society of Environmental Toxicology and Chemistry*) che viene ufficialmente definita come "un processo che permette di valutare gli impatti ambientali associati a un prodotto, processo o attività, attraverso l'identificazione e la valutazione delle opportunità per diminuire questi impatti. L'analisi riguarda l'intero ciclo di vita del prodotto (dalla culla alla tomba): dall'estrazione e trattamento delle materie prime, alla produzione, trasporto e distribuzione del prodotto, al suo uso, riuso e manutenzione, fino al riciclo e alla collocazione finale del prodotto dopo l'uso" (SETAC, 1991).

Successivamente L'*International Organisation of Standardization* (ISO) ha prodotto degli standard internazionali per la LCA (nuova serie ISO 14040-14044 – ISO, 2006a; 2006b) contribuendo a uniformare diverse scuole di questa metodologia, e favorendo lo sviluppo e l'implementazione di tale metodologia.

Nel dettaglio, la ISO 14044 (ISO, 2006b) definisce i "Requisiti e le Linee guida" per svolgere una LCA, suggerendo un vero e proprio schema di sviluppo della metodologia basato su quattro fasi: la definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione (*Goal Definition and Scope*), l'analisi di inventario (*Life Cycle Inventory* - LCI), la valutazione degli impatti (*Life Cycle Impact Assessment* - LCIA) e l'interpretazione dei risultati ed analisi dei possibili miglioramenti (*Improvement Analysis*) (Figura 19).

- Definizione degli obiettivi e del campo di applicazione (*Goal Definition and Scoping*)

Gli obiettivi di uno studio di LCA considerano la sua applicazione futura, le motivazioni che hanno condotto allo svolgimento dell'analisi, il tipo di pubblico cui si rivolge e se i risultati saranno impiegati in analisi comparative per poi essere pubblicati.

Il campo di applicazione, invece, riguarda aspetti quali la funzione del sistema prodotto, l'unità funzionale, i confini del sistema e i requisiti di qualità dei dati.

Definire l'Unità Funzionale (UF) permette di stabilire l'unità con la quale esprimere i dati; è definita come la misura della prestazione del flusso funzionale in uscita dal sistema prodotto e ha lo scopo di fornire un riferimento al quale legare i flussi in entrata e in uscita dal sistema stesso (Baldo et al., 2008).

I confini del sistema identificano, invece, le unità di processo che vengono prese in considerazione nella valutazione del ciclo di vita. A seconda dei confini stabiliti, una LCA può essere definita: "*from cradle to grave*" (dalla culla alla tomba), "*from cradle to gate*" (dalla culla al cancello), "*gate to gate*" (dal cancello al cancello) e "*zero burden*" nel caso del trattamento dei rifiuti.

- Analisi di inventario (*Life Cycle Inventoring - LCI*)

Questa fase prevede tre sottofasi: la raccolta dei dati, l'elaborazione e l'allocazione.

In base alle fonti dalle quali provengono i dati impiegati in uno studio di LCA, si possono distinguere: dati primari, raccolti direttamente su campo; dati secondari, che provengono da database presenti nei software per la LCA e dati terziari, ricavati da manuali, enciclopedie e letteratura scientifica.

I dati raccolti vengono poi relativizzati rispetto all'unità funzionale ed elaborati. Nel caso in cui il sistema generi più di un prodotto o dei co-prodotti, l'allocazione è quell'operazione che permette di ripartire nel sistema analizzato i flussi in entrata e in uscita.

- Valutazione degli impatti (*Life Cycle Impact Assessment - LCIA*)

La valutazione degli impatti si basa su tre sottofasi:

- Classificazione: scelta e definizione delle categorie d'impatto.
- Caratterizzazione: quantificazione degli impatti mediante l'attribuzione di fattori di caratterizzazione (FC) e aggregazione degli effetti ambientali alle varie categorie.
- Normalizzazione e ponderazione: la normalizzazione permette di contestualizzare gli impatti, rapportando i punteggi ottenuti rispetto ad un valore di riferimento. Con la ponderazione si attribuisce un peso alle diverse categorie d'impatto per dare una stima dei risultati. La norma ISO 14040 (ISO, 2006a) considera questi ultimi due passaggi facoltativi.

- Interpretazione e miglioramento (*Life Cycle Interpretation*)

L'ultima fase di una LCA consiste nel tradurre ed interpretare i risultati ottenuti, verificare il raggiungimento degli obiettivi che erano stati fissati e verificare la qualità dei dati attraverso un'analisi di sensitività, che consente di analizzare i limiti del sistema.

Questa è la fase in cui vengono proposti i cambiamenti necessari a ridurre l'impatto ambientale dei processi o dell'attività oggetto di studio, dando così vita ad un procedimento iterativo di riesame e revisione.

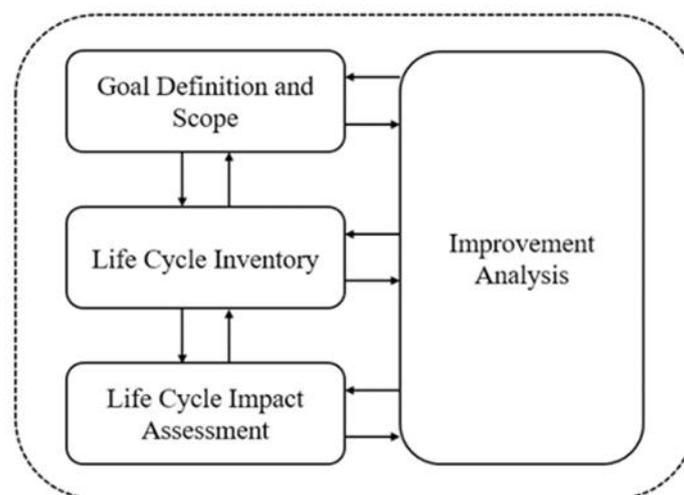


Figura 9: Rappresentazione grafica delle fasi di una LCA.

In questo lavoro, è stata impiegata la metodologia LCA al fine di valutare gli impatti ambientali, in particolare in termini di *carbon footprint* (CF), generati durante il ciclo di vita di tre impianti per la produzione di energia elettrica da Energie Marine Rinnovabili.

La CF è definita come una misura della quantità di carbonio emesso da una attività, servizio o prodotto lungo l'intero ciclo di vita del sistema che è stato analizzato.

Nel calcolo della *carbon footprint* vengono valutati e conteggiati i quantitativi di alcuni GHGs emessi dal processo oggetto di studio, che vengono solitamente aggregati ed espressi in chilogrammi di CO₂ equivalente (CO₂eq), tramite un'operazione di standardizzazione basata sui "potenziali di riscaldamento globale" (*GWPs, Global Warming Potential*) (Baldo et al., 2008). Questi potenziali, proposti e adottati dall'IPCC, sono calcolati per ciascun gas serra tenendo conto della sua capacità di assorbimento delle radiazioni e del tempo della sua permanenza nell'atmosfera per uno specifico intervallo di tempo (in genere 20, 100 o 500 anni);

Per il calcolo della CF degli impianti è stato utilizzato il software SimaPro 8.4.0 e scelto il metodo di caratterizzazione IPCC 2013. I fattori di caratterizzazione sono espressi come *Global Warming Potential* per un orizzonte temporale di 100 anni (GWP 100), in kg di CO₂ equivalenti per kg di emissione; secondo quanto indicato nell'ultimo aggiornamento dell'IPCC i GWP₁₀₀ dei tre principali GHG sono i seguenti: CO₂ (anidride carbonica): 1, CH₄ (metano): 34 e N₂O (protossido di azoto): 298 (IPCC, 2013); i processi e gli *Emission Factors* sono in buona parte derivanti dal database Ecoinvent v3.1 (Wernet et al., 2016).

Per la realizzazione dell'inventario abbiamo utilizzato un approccio semplificato che ci ha permesso di svolgere una *First Level Approximation LCA* incentrata esclusivamente sugli impatti dovuti alle emissioni di GHG. Sono state effettuate alcune assunzioni e ipotesi per colmare delle lacune nella disponibilità di alcuni dati diretti per gli impianti oggetto di studio; questo è causato dalla natura degli impianti stessi che in molti casi sono in fase sperimentale o prototipale, soprattutto per quanto riguarda un loro adattamento al contesto del Mediterraneo. Per ognuno dei tre impianti analizzati sono state considerate le emissioni di gas serra dovute alle fasi di costruzione delle componenti dell'impianto, il loro assemblaggio in loco e la sostituzione di alcune componenti per il tempo di vita stimato dell'impianto e delle componenti da sostituire. Si è quindi considerato esclusivamente gli input di materia coinvolti nel processo senza valutare i contributi energetici per la realizzazione e la manutenzione degli impianti; questa scelta è stata presa per evitare di svolgere eccessive approssimazioni.

Si è cercato di svolgere un LCI il più possibile realistico e puntuale, mediante l'utilizzo di numerose fonti di letteratura e, quando possibile, ottenendo informazioni più dettagliate dai costruttori e ideatori delle tecnologie oggetto di studio; in alcuni casi è stato anche possibile effettuare delle *field visit*.

Per le due tecnologie *onshore* (OWC, tipo *REWEC* e i *floaters*, tipo *Eco Wave Power/Pivot*), grazie alla collaborazione con la società INDACO2 Srl e nell'ambito delle attività del progetto BLUE DEAL, sono stati sviluppati dei modelli 3D per una quantificazione più precisa dei volumi di ogni singolo materiale che costituisce le diverse componenti della tecnologia. Sulla base di volumi delle diverse componenti e delle densità specifiche, per ogni materiale sono state calcolate le quantità (in tonnellate) dei vari elementi considerati, dato di base per calcolare poi le emissioni di CO₂eq per ogni componente.

L'unità funzionale considerata è il kWh di energia elettrica prodotto dall'unità della tecnologia che è stata considerata; nel caso delle due tecnologie *onshore* sono stati considerati 10 metri di molo equipaggiati con le soluzioni tecnologiche considerate; nel caso della tecnologia *nearshore* (boe fissate al fondale, tipo *Seabased*) è stata considerata una singola unità.

3.2 *Emergy Evaluation*

L'*Emergy evaluation* (o valutazione emergetica) è una metodologia di contabilità ambientale che stima lo sforzo svolto dalla natura per concentrare l'energia primaria che alimenta tutti i processi che avvengono nella biosfera (Odum, 1988; 1996). Tale metodologia venne introdotta negli anni '80 dal prof. Howard Thomas Odum, ecologo dell'*University of Florida* di Gainesville ed è basata sui principi della termodinamica e della sostenibilità (Pulselli et al., 2011). Si fonda infatti sulla termodinamica dei sistemi aperti (Odum & Odum, 2000; Prigogine, 1980) e la grande innovazione è quella di fornire dei fattori qualitativi e quantitativi che permettono di stimare "il valore reale" di ogni risorsa naturale, partendo dall'assunto che tutto ha un contenuto energetico e che tutto richiede dei flussi di materia ed energia per essere prodotto (Odum, 1996; Pulselli et al., 2011); permette quindi di quantificare il "costo ambientale" di un qualsiasi processo o prodotto e consente quindi di comprendere meglio la relazione esistente tra il sistema dominato dall'uomo e la biosfera (Pulselli et al., 2014) perché è in grado di mostrare il contributo globale dell'ambiente alle attività umane.

L'*Emergy* (scritto con la "m") è definita come "l'energia solare (o più correttamente l'exergia, cioè l'energia disponibile) necessaria direttamente e indirettamente per realizzare un servizio o un prodotto" (Odum, 1996). Si tratta di una grandezza estensiva, in quanto dipendente dalle dimensioni del sistema e la sua unità di misura è il *solar emergy Joules (seJ)* (Odum, 1996; 2000; Odum et al., 2000).

L'energia globalmente disponibile che guida i processi produttivi che avvengono all'interno del Sistema Terra è in realtà data dall'insieme di energia solare, calore geotermico ed energia del moto di marea; questo potenziale è definito in *Emergy* come *empower* e negli anni si sono susseguiti numerosi studi che hanno ricalcolato e raffinato il valore da attribuirgli. Tali lavori hanno permesso di definire la cosiddetta *Geobiosphere Emergy Base-line (GEB)* che per numerosi anni è stata promossa con valori differenti, dovuti ad una diversa quantificazione o inclusione delle varie fonti di emergetiche che guidano la biosfera (Brown & Ulgiati, 2010; 2016; Campbell et al., 2005; Odum, 2000). In anni recenti la comunità scientifica internazionale che studia e lavora sull'*emergy* ha evidenziato l'esigenza di fissare una *baseline* univoca per uniformare la metodologia; a seguito di una revisione del metodo di calcolo di questo fondamentale parametro, la GEB è stata fissata ad un valore di $12,1 \text{ E}+24 \text{ seJ/ y}^{-1}$ (per

semplicità è stata approssimata a $12.00E+24 \text{ sej/y}^{-1}$ - Brown & Ulgiati, 2016). Per confrontare tra loro risultati di lavori svolti con l'utilizzo di diverse GEB è necessario utilizzare un semplice fattore di conversione; questo è dato dal rapporto tra la GEB utilizzata nel lavoro di riferimento e la GEB alla quale vogliamo riportare il valore. Tale operazione è stata svolta per tutte le UEV utilizzate in questo lavoro di tesi.

Nel linguaggio emergetico vengono utilizzate delle sigle che rappresentano:

- R, le risorse rinnovabili locali;
- N, le risorse locali non rinnovabili;
- F, tutti i beni e i servizi provenienti dall'esterno del sistema;
- Y, cioè l'emergy del sistema, costituita dalla somma di R, N e F.

Tutti i flussi di energia (compreso il lavoro umano), gli input di materiali e i servizi necessari per ottenere un prodotto vengono convertiti in una unità comune denominata *solar equivalent Joules* (sej), attraverso l'uso della specifica *Unit Energy Value* (UEV), un fattore di conversione che rappresenta l'emergy per unità di energia o materia. Attraverso l'utilizzo di tale indicatore è possibile misurare l'efficienza del sistema nel trasformare l'energia solare, sia passata che presente, in prodotti finali (Saladini et al., 2016).

Per definizione (Equazione 1), la *solar emergy* (E_m) di un dato processo o prodotto corrisponde alla sommatoria dei prodotti tra il contenuto energetico delle risorse impiegate e le relative UEVs, come espresso nell'equazione seguente:

$$E_m = \sum_{i=1}^n E_i UEV_i \quad (\text{Eq. 1})$$

Dove E_i è il contenuto energetico effettivo dell'i-esimo flusso in ingresso indipendente al processo e UEV_i è il valore di emergy unitario dell'i esimo flusso in ingresso.

Oltre alla classica UEV, esiste una variante, detta *Unit Emergy Investment* (UEI) che va a guardare l'investimento in termini emergetici richiesto per unità di prodotto (Saladini et al., 2016). L'*Emergy Investment* rappresenta la quantità di input (energia e materia) che è necessario aggiungere a un sistema o a un processo esistente, al fine di ottenere ulteriori output o ottimizzare l'uso delle risorse (Patrizi et al., 2019; Saladini et al., 2016).

La relazione direttamente esistente tra il flusso energetico della specifica MRE in un dato sito e la produttività di una determinata tecnologia è attualmente oggetto di approfonditi studi nell'ambito delle attività del progetto Interreg-MED BLUE DEAL. Nelle analisi svolte in questo lavoro di tesi è stata quindi esclusa la componente R per evitare eccessive approssimazioni che avrebbero potuto pregiudicare la validità del lavoro.

L'investimento energetico valutato in questo lavoro considera l'*Emergy* necessaria per la l'estrazione e il trasporto del materiale da costruzione (come sabbia, cemento, rocce, acciaio, ecc.) e quella connessa alle fasi di costruzione necessarie alla messa in opera e funzionalità dell'impianto; inoltre, per ogni fase è stata stimata anche la quota di lavoro umano necessario.

La metodologia *Emergy* prevede l'utilizzo anche di numerosi altri indicatori sviluppati negli anni per meglio raccontare e rappresentarne i risultati. Tra questi, vengono riportati di seguito alcuni dei più utilizzati.

Emergy Yield Ratio (EYR): questo indicatore rappresenta l'*Emergy* totale prodotta per unità di *emergy* investita (Equazione 2); misura quanto un investimento permette ad un processo di sfruttare le risorse locali al fine di contribuire all'economia.

È espresso dalla seguente equazione, dove Y rappresenta l'*Emergy* totale, mentre F sono gli input non rinnovabili provenienti dall'esterno del sistema:

$$EYR = Y/F \quad (\text{Eq. 2})$$

Environmental Loading Ratio (ELR): questo indicatore rappresenta il rapporto tra l'*Emergy* di origine non rinnovabile (N+F) e quella rinnovabile (R) (Equazione 3). Si tratta di un indicatore che dà un'idea dell'impronta che un processo di trasformazione ha sull'ambiente e può essere considerato come una misura dello stress degli ecosistemi a causa di un'attività di produzione oggetto di studio. Un valore di questo indicatore pari a 10, indica, ad esempio, che il sistema per sostenersi consuma risorse non rinnovabili in misura 10 volte superiore rispetto alle risorse rinnovabili. Monitorando nel tempo tale indicatore, si ha una misura della tendenza, o meno, verso la sostenibilità.

$$ELR = (N + F)/R \quad (\text{Eq. 3})$$

Percentuale di rinnovabilità (%R): si ottiene dividendo l'*Emergy* degli input rinnovabili (R) per il totale dell'*emergy* a supporto del sistema. La particolarità di questo indicatore risiede nella tipologia delle risorse che sono considerate rinnovabili: si tratta principalmente di risorse primarie quali energia solare diretta, pioggia, vento, calore geotermico diffuso, ai quali si aggiungono alcuni input a seconda dell'utilizzo che se ne fa, come, ad esempio, il lavoro umano, considerato rinnovabile al 13% (Pulselli et al., 2008b), l'acqua di fiume e, in parte, quella di acquedotto (quest'ultima rinnovabile al 29% - Pulselli et al., 2011), il legname (Neri et al., 2014). Nella metodologia *Emergy*, le risorse rinnovabili sono limitate nel flusso, disponibili localmente e quasi sempre gratuite. Si tratta quindi di una classificazione più restrittiva di quella tradizionale che considera rinnovabile una risorsa se la si usa sfruttandola ad una velocità inferiore rispetto al tasso di generazione naturale. Una maggiore %R associata ad un processo produttivo è sintomo del fatto che il sistema è in grado di sfruttare risorse sempre disponibili, eventualmente in sostituzione di input non rinnovabili.

L'*Emergy* è quindi una metodologia in grado di differenziare le diverse forme di energia e materia sulla base della specifica quantità di energia solare che "contengono" e per tale motivo l'*Emergy* può anche essere intesa e interpretata come una "energy memory", cioè una memoria storica di tutta l'energia solare che è stata ed è necessaria per supportare e mantenere un determinato sistema. Di conseguenza questa metodologia dà anche una misura di quale sarebbe l'energia (solare) necessaria per ripristinare una determinata risorsa; risulta evidente, ad esempio per le risorse non rinnovabili, come il loro consumo abbia degli ingenti "costi" in termini energetici e sia quindi insostenibile e in contrasto con le naturali tempistiche necessarie a ripristinare tale risorsa. In generale, più grande è il flusso energetico complessivo necessario a supportare un processo, maggiore è la quantità di energia solare che esso "consuma" e quindi maggiore è il costo ambientale sia presente che passato necessario a mantenerlo, o necessario per una sua ri-generazione. Questo sta a significare che un elevato flusso di *emergy* può indicare un alto livello organizzativo del sistema o, se stiamo confrontando due prodotti o sistemi parificabili, può significare una scarsa efficienza nell'utilizzazione delle risorse a disposizione (Odum, 1996; Pulselli et al., 2011).

Un aspetto importante da tenere presente quanto si svolge una valutazione energetica è l'algebra dell'*emergy*, una serie di regole che sono state fissate negli anni dalla comunità

scientifico per cercare di omologare e standardizzare gli studi ed evitare, ad esempio, il doppio conteggio di determinati flussi energetici.

Le principali regole sono le seguenti:

- 1) Tutte le sorgenti energetiche di un processo sono assegnate all'output.
- 2) Quando si tratta di co-prodotti, a ciascuno di essi deve essere assegnato l'input di energy totale al sistema;
- 3) Nel caso di *split*, l'input energetico totale deve essere assegnato a ciascun percorso in base alla percentuale di energia di ciascuno di essi.
- 4) I flussi energetici non possono essere contati due volte all'interno di un sistema. Ciò significa che i feedback non possono essere contati due volte e, quando dei coprodotti si riuniscono, l'energy non può essere sommata, ma deve essere considerata solo quella con il valore maggiore (Bastianoni & Marchettini, 2000; Odum, 1996).

Lo sviluppo di una valutazione energetica di un sistema si compone fondamentalmente di tre fasi, come indicato da Odum (1996): 1) preparazione del diagramma energetico, che vada a considerare tutti i flussi di energia e di materia che riguardano il sistema in esame; 2) predisposizione della tabella di inventario dei flussi che compongono il sistema, con i rispettivi valori di energy; 3) determinazione ed interpretazione degli indicatori energetici che si ritiene più idonei allo scopo dell'analisi.

La definizione e realizzazione del diagramma energetico è un passaggio molto importante nell'analisi energetica di un sistema perché consente di creare una connessione tra l'idea che si può avere del sistema sotto studio e la realtà, permettendo di organizzare in maniera logica e ordinata le varie componenti che compongono il sistema. La disposizione delle diverse componenti nel diagramma segue un andamento logico, da sinistra a destra (Odum & Odum, 2000). Il diagramma è realizzato utilizzando i simboli dei sistemi energetici (in Figura 10 vengono riportati i principali elementi grafici utilizzati) e dovrebbe includere tutti gli input e gli output noti del sistema in esame (Odum, 1996). In Figura 11 viene riportato un esempio di diagramma che descriva un generico impianto per la produzione di energia elettrica da MRE: il sistema costituito dall'impianto per la produzione di energia è rappresentato da un grande box; all'interno, sono riportati altri tre box che rappresentano le fasi principali del sistema: costruzione delle componenti, edificazione e manutenzione. Nella parte superiore del diagramma sono presenti tre cerchi che rappresentano i principali input non rinnovabili

provenienti dall'esterno del sistema. Le frecce nere descrivono i flussi di energia e materiali, mentre quelle grigie rappresentano le emissioni di rifiuti (energia e materia) nell'ambiente.

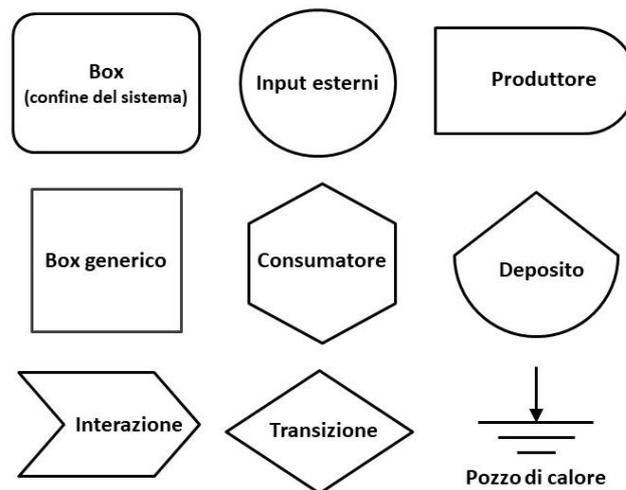


Figura 10: principali elementi grafici utilizzati nella realizzazione di un classico diagramma emergetico

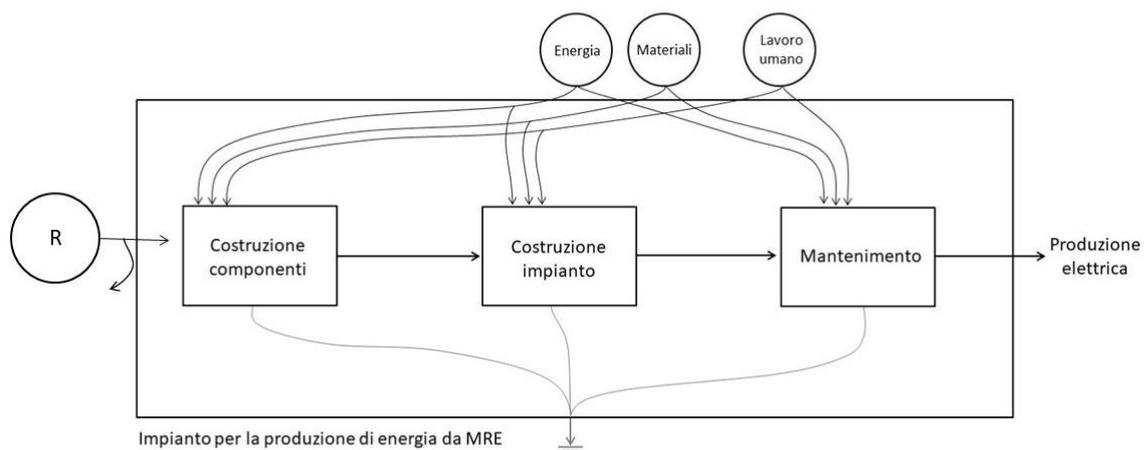


Figura 11: esempio di diagramma che rappresenta un generico impianto per la produzione di energia elettrica da MRE.

Per questo studio sono state valutate cinque tecnologie per lo sfruttamento delle MRE:

1. OWC, tipo REWEC – *onshore*;
2. *Floater*s, tipo Eco Wave Power/Pivot – *onshore*;
3. *Overtopping breakwater*, tipo OBREC – *onshore*;
4. Boe fissate al fondale, tipo *Seabased* – *nearshore*;
5. Turbina eolica flottante – *offshore*.

Per le tecnologie 1, 2 e 4 sono stati utilizzati gli stessi inventari realizzati per le analisi LCA, con l'aggiunta di alcune assunzioni riguardanti il lavoro umano necessario nelle diverse fasi di processo. Per la tecnologia n.3 ci siamo basati sull'inventario eseguito dagli autori dello studio Patrizi et al. (2019) che ha realizzato uno studio LCA della tecnologia OBREC.

Per la turbina eolica flottante, invece, ci siamo basati sullo studio realizzato da Poujol et al. (2020) che ha realizzato una dettagliata LCA del parco eolico flottante in fase di realizzazione nel Golfo del Leone, nel sud della Francia. In questo caso, per rendere tra loro gli studi più facilmente confrontabili, la parte di inventario che riguarda i cavi sottomarini per la connessione alla rete elettrica *onshore* è stata semplificata, dato che oltre ai materiali venivano considerati anche molti altri input energetici per l'installazione dei cavi, e basata su quanto suggerito nel lavoro di Birkeland (2011); per il *lifetime* dei cavi sottomarini ci si è basati su uno studio del *Joint Research Centre* (JRC) della Commissione Europea (Ardelean & Minnebo, 2015).

Maggiori dettagli riguardo le assunzioni effettuate per ogni singola tecnologia sono riportati in Risultati e Discussione, nei paragrafi 4.1 e 4.2.

3.3 Bilancio dei Gas Serra

Questa metodologia è basata sulle *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, le linee guida proposte nel 2006 (e successive integrazioni) per la realizzazione degli inventari nazionali dei gas serra attraverso la contabilizzazione delle emissioni e degli assorbimenti dei gas ad effetto serra (IPCC, 2006; 2013).

I principali gas ad effetto serra che sono oggetto di analisi in questa metodologia sono l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄) e il protossido d'azoto (N₂O), ma le Linee Guida prevedono anche la stima delle emissioni derivanti da: idrofluorocarburi (HFCs), perfluorocarburi (PFCs), esafluoruro di zolfo (SF₆), trifluoruro di azoto (NF₃), pentafluoruro trifluorometile di zolfo (SF₅CF₃), eteri alogenati (e.g. C₄F₉OC₂H₅, CHF₂OCF₂OC₂F₄OCHF₂) e altri idrocarburi alogenati non compresi nel Protocollo di Montréal del 1987 (e.g. CF₃I, CH₂Br₂, CHCl₃, CH₃Cl, CH₂Cl₂) (IPCC, 2006).

La stima delle emissioni e delle rimozioni di gas ad effetto serra vengono suddivise in 4 volumi (energia; processi industriali e uso dei prodotti – IPPU; rifiuti; agricoltura, foreste ed altri usi del suolo - AFOLU), che a loro volta rappresentano il raggruppamento di tutti i possibili processi, sorgenti di emissione e *sink* di rimozione di ogni settore.

L'equazione di base utilizzata per la stima delle emissioni è rappresentata dall'Equazione 4, la quale è composta da due fattori: i dati di attività (DA) e dagli *Emission Factors* (EF), parametri che quantificano il tasso di emissione del gas in questione per unità di attività svolta.

$$Emissioni = DA * FE \quad (Eq. 4)$$

Tale metodologia è stata già applicata, con successo, anche a sistemi territoriali di dimensioni minori rispetto a quelli nazionali per i quali è stata delineata, come regioni, province, comuni, centri storici, o attività di produzione di livello aziendale (Bastianoni et al., 2014; Maccanti et al., 2017; Marchi et al., 2012; 2014; 2017b; 2018; Priambodo & Kumar, 2001).

In questa tesi verrà presentato uno studio, svolto nell'ambito del progetto City-Zen, che riguarda processi di decarbonizzazione di sistemi urbani. Il *modus operandi* alla base di questi lavori viene inoltre applicato in maniera preliminare ad un caso studio che riguarda le Blue Energy, realizzato per un *Pilot project* all'Isola del Giglio, nell'ambito del progetto Interreg-

MED MAESTRALE. Tale *framework* sarà poi la struttura portante della metodologia che verrà più ampiamente applicata alle *Blue Energy* nel corso dei Lab del progetto Interreg-MED BLUE DEAL. Attualmente tale metodologia è stata rivisitata e applicata in maniera parziale ai primi due *Testing Lab* del progetto (svoltisi virtualmente a La Valletta - Malta e a Durazzo - Albania) a causa delle restrizioni dovute all'attuale situazione sanitaria globale dovuta alla pandemia di Covid-19; non potendo, infatti, svolgere eventi internazionali in presenza è venuta meno la possibilità di testare la componente di *instant planning* e *working group* che la caratterizza. La procedura, infatti, si rifà alle Linee Guida IPCC e ai lavori già citati che hanno riadattato tale metodologia a realtà più piccole di una nazione ed è nata in occasione dei Roadshow messi in atto nel progetto FP7 City-Zen. La procedura consiste sostanzialmente in una versione ottimizzata, semplificata e quasi immediata della metodologia IPCC, creata allo scopo di informare i responsabili della progettazione urbana e fornire risultati credibili e realistici in breve tempo. Si tratta quindi di uno strumento che può fornire una base conoscitiva solida per informare i *policy maker*, i cittadini e gli stakeholder sulla situazione di un'area urbana allo stato attuale e guidare i percorsi di transizione; restituisce quindi una fotografia *ex ante* di un contesto urbano e fornisce le fondamenta per un ragionamento concreto e fattivo nell'ottica del raggiungimento della *carbon neutrality* del territorio.

Questa metodologia, pur presentando ipotesi e approssimazioni, ha dimostrato di essere uno strumento molto promettente per indirizzare le scelte, rendendo le decisioni più facili da comprendere e concordare (Pulselli et al., 2018; 2019a; 2019b).

La valutazione del territorio oggetto di studio viene solitamente eseguita facendo riferimento a diverse scale spaziali, dal livello provinciale all'abitazione unifamiliare (con la possibilità di individuare l'impatto del singolo cittadino), tenendo conto di quattro principali settori di attività: consumi energetici per l'abitazione (riscaldamento, refrigerazione, acqua calda, illuminazione, cottura degli alimenti), la mobilità, e la gestione dei rifiuti e delle acque reflue. La maggior parte degli *Emission Factors* (che sono espressi in kg CO₂eq per unità di processo) che vengono utilizzati in queste valutazioni sono derivanti dalle linee guida IPCC 2006, ad eccezione dell'elettricità. Considerando il ruolo cruciale che l'uso dell'elettricità ha nelle politiche energetiche, l'EF specifico (kg CO₂eq/kWh_e) viene solitamente calcolato attraverso la valutazione del mix di energetico locale.

4. RISULTATI E DISCUSSIONE

4.1 Analisi del Ciclo di Vita (LCA) di tecnologie per lo sfruttamento delle *Blue Energy*

Di seguito vengono riportati i risultati dello studio LCA di tre tecnologie per lo sfruttamento dell'energia delle onde (*Wave Energy Converter – WEC*). Questo studio si è concentrato sulla valutazione degli impatti delle tecnologie esclusivamente sul piano della quantificazione delle emissioni di gas ad effetto serra per l'estrazione dei materiali e la costruzione e successivo assemblaggio in loco delle componenti delle strutture. È stata considerata la sostituzione di alcune componenti soggette ad usura, valutando i materiali necessari e non i consumi energetici connessi alle lavorazioni o alla manutenzione dell'impianto.

Di seguito, in Tabella 1, vengono riportati gli *Emission Factor* (EF) e le densità dei materiali coinvolti nelle tre analisi LCA (le densità vengono riportate esclusivamente per i materiali calcolati tramite valutazioni volumetriche nelle due tecnologie *onshore*: OWC e Floater).

Tabella 1: *Emission Factor* e densità dei materiali utilizzati per le analisi LCA delle tre tecnologie per lo sfruttamento delle Blue Energy.

Materiali/energia	Densità - kg/m³	EF	Unità di misura EF
Acciaio	7.850	2.032	kg CO ₂ eq/t
Armatura (acciaio)	200	2.032	kg CO ₂ eq/t
Cemento	2.300	91	kg CO ₂ eq/t
Conglomerato bituminoso	2.387	423	kg CO ₂ eq/t
Fibra di vetro	1.800	9.063	kg CO ₂ eq/t
Ghisa	7.100	1.880	kg CO ₂ eq/t
Magnete NdFeB		46.476	kg CO ₂ eq/t
Pietre	1.650	11	kg CO ₂ eq/t
Piombo		1.267	kg CO ₂ eq/t
Polietilene		1.803	kg CO ₂ eq/t
Polipropilene		1.633	kg CO ₂ eq/t
Rame	8.890	793	kg CO ₂ eq/t
Zinco		4.904	kg CO ₂ eq/t
Elettricità (IT)		578	kg CO ₂ eq/MWh

4.1.1 *Oscillating Water Column (OWC) – Valutazione LCA*

Le tecnologie prese a riferimento per tale analisi sono state l'OWC *Resonant Wave Energy Converter release 3 (REWEC 3)*, dispositivo ideato dal Prof. Paolo Boccotti e sviluppato dal Laboratorio Naturale di Ingegneria Marittima NOEL dell'Università Mediterranea di Reggio Calabria e, soprattutto per gli aspetti riguardanti le turbine, sulla tecnologia OWC installata nel porto di Mutriku, un piccolo comune spagnolo situato nei Paesi Baschi (per una rappresentazione dei due impianti, si rimanda a Fig. 1a, 1b) (Boccotti, 2003; Spanos et al., 2018; Ibarra-Berastegi et al., 2018).

Questi dispositivi sono in grado, grazie a un sistema di compressione dell'aria, di catturare l'energia del moto ondoso servendosi di un principio di funzionamento a colonna d'acqua oscillante. Esternamente una struttura equipaggiata con tecnologie OWC appare come un normale molo, ma all'interno della struttura in cemento sono collocate delle camere di assorbimento in cui, per azione del moto ondoso, il livello dell'acqua, entrante tramite una luce (o bocca) di fondo, oscilla verticalmente. Questo movimento genera un polmone d'aria che si comprime (*compressed air pocket*) e decomprime (*decompressed air pocket*) in maniera ciclica. In fase di cresta d'onda l'aria viene compressa e si muove dalla camera verso l'esterno, e tramite un condotto orizzontale di collegamento, aziona una coppia turbina-generatore con conseguente produzione di elettricità. Quando il pistone d'acqua va giù, il cuscino d'aria si decomprime e quest'ultima viene aspirata all'interno della camera di assorbimento. Grazie all'utilizzo di turbine auto-rettificanti di tipo Wells il movimento dell'aria può essere utilmente sfruttato per produrre energia sia durante la fase di compressione che di decompressione dell'aria (Arena, 2012; 2014; Boccotti, 2003; 2007; Faÿ et al., 2020; Ibarra-Berastegi et al., 2018; Serras et al., 2019; Spanos et al., 2018).

Per la stima dei quantitativi di materiali necessari alla realizzazione dell'OWC preso in esame in questo lavoro, è stato sviluppato un modello 3D (Figura 12), grazie alla collaborazione con la società INDACO2 Srl, partner del progetto BLUE DEAL. Tale modellizzazione rientra tra le attività svolte per i Lab del progetto BLUE DEAL e si basa su informazioni ricavate dalla letteratura, come specificato nelle note di Tabella 2. L'impianto considerato in questo studio si riferisce a un molo della lunghezza di 10 metri che contiene al suo interno 5 camere di assorbimento, con altrettante turbine per la conversione dell'energia delle onde.

Per tale tecnologia vengono qui analizzati due differenti scenari, dati da un valore minimo (24,7 MWh/anno per 10 m di molo, da Ibarra-Berastegi et al., 2018) e un valore massimo (50 MWh/anno per 10 m di molo, da Arena, 2012; 2016) di produttività annua e mantenendo invariati i valori di inventario per quanto riguarda i materiali impiegati nella costruzione dell'impianto.

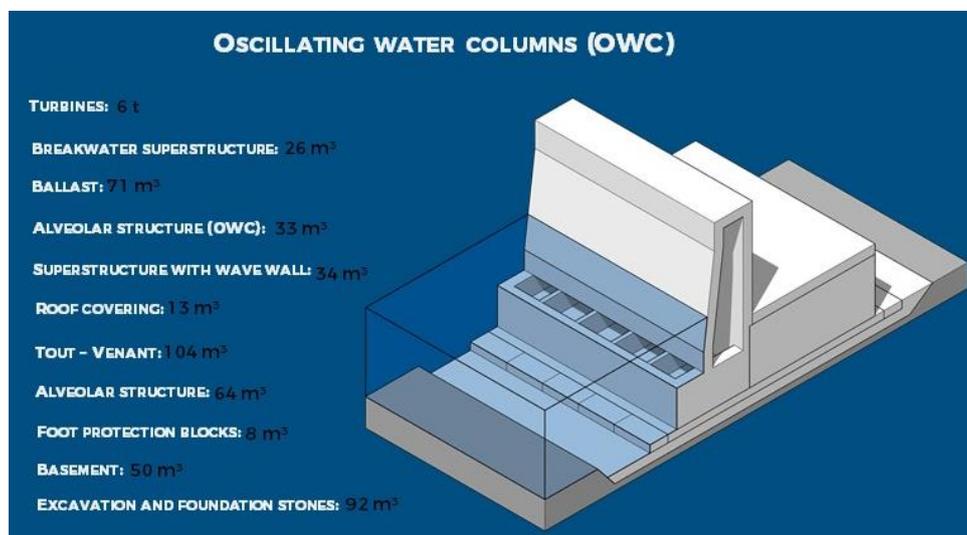


Figura 12: Modello 3D del molo che incorpora la tecnologia OWC; vengono riportati anche i valori volumetrici che sono stati stimati per ogni componente della struttura.

Tabella 2: riepilogo del contributo in termini di *Carbon Footprint* (CF) delle diverse componenti che costituiscono l'OWC preso in esame.

Elemento ¹	Volume	Specifiche tecniche	Densità	Valore	Unità	<i>Lifetime</i> ²	EF	CF
	m ³		kg/m ³			anni	kg CO ₂ /unità	kg CO ₂ eq
Costruzione - OWC								
Pietrame per scavo e fondazioni	92	pietrame	1650	152	t	60	11	1,67E+03
Basamento	50	cemento	2300	115	t	60	91	1,05E+04
		acciaio	200	10	t	60	2032	2,03E+04
Massi guardiani	8	cemento	2300	18	t	60	91	1,68E+03
Struttura alveolare	64	cemento	2300	147	t	60	91	1,34E+04
		acciaio	200	13	t	60	2032	2,60E+04
Tout - Venant	104	conglomerato bituminoso	2387	248	t	60	423	1,05E+05
Solaio di copertura	13	cemento	2300	30	t	60	91	2,73E+03

Sovrastruttura con muro paraonde	34	cemento	2300	78	t	60	91	7,14E+03
		acciaio	200	7	t	60	2032	1,38E+04
Struttura alveolare (OWC)	33	cemento	2300	76	t	60	91	6,93E+03
		acciaio	200	7	t	60	2032	1,34E+04
Zavorre	26	conglomerato bituminoso	2387	62	t	60	423	2,63E+04
Sovrastruttura frangiflutti	71	cemento	2300	163	t	60	91	1,49E+04
		acciaio	200	14	t	60	2032	2,89E+04
Turbina auto-rettificante ³		acciaio		6	t	20	2032	3,66E+04
Emissioni totali								3,29E+05

Note:

- (1) Tutte le componenti della struttura sono state calcolate mediante delle stime svolte tramite modelli 3D sviluppati dalla società INDACO2 Srl, nell'ambito delle attività del progetto Blue Deal. Le informazioni dimensionali su cui si basano i modelli 3D derivano da: Arena (2012; 2014); Faÿ et al. (2020); Spanos et al. (2018). Si considera un molo di dimensioni medio-piccole.
- (2) Le informazioni riguardo al *Lifetime* della struttura sono state assunte essere le medesime utilizzate da Patrizi et al. (2019) per l'analisi LCA di OBREC (si vedano le figure 2a e 2b).
- (3) Le informazioni riguardanti le turbine derivano da Ibarra-Berastegi et al. (2018). Si considerano 5 turbine (una per ogni camera) per un peso a singola turbina di 1200 kg.

Tabella 3: Valori di produzione minima e massima stimati per l'impianto OWC.

PRODUZIONE IMPIANTO - OUTPUT			
Output	Valore	Unità	Scenario
Produzione Energetica annuale ¹	25	MWh/yr	Min
Produzione Energetica annuale ²	50	MWh/yr	Max
Produzione Energetica - 60 anni ¹	1500	MWh	Min
Produzione Energetica - 60 anni ²	3000	MWh	Max

Note:

- (1) Il valore di produttività minima deriva da quanto valutato in Ibarra-Berastegi et al. (2018) per l'impianto Mutriku (247 MWh/anno - media annua di 100 m di molo; i valori sono poi riproporzionati per 10 m di molo).
- (2) Il valore di produttività massima deriva da quanto valutato in Arena (2012) per l'impianto REWEC (4000-6000 MWh/anno – valori per 1000 m di molo; i valori sono poi riproporzionati per 10 m di molo).

Tabella 4: *Carbon Intensity* per i due scenari considerati.

CARBON INTENSITY		
Valore	Unità	Scenario
219,47	g CO ₂ eq/kWh	Min
109,73	g CO ₂ eq/kWh	Max

4.1.2 *Oscillating Floaters* – Valutazione LCA

Le tecnologie prese a riferimento per la modellizzazione e valutazione di questo impianto sono la tecnologia messa a punto dalla svedese *Eco Wave Power* (Figura 3a) e PIVOT (Figura 3b), un dispositivo realizzato dall'Università Federico II di Napoli e dalla consorziata *SeaPower Scrl*.

Gli *Oscillating Floater* consistono in corpi galleggianti che vengono fissati a strutture, solitamente preesistenti, come moli o porti operativi o abbandonati, per sfruttare l'energia delle onde che si infrangono sulla costa; i galleggianti traggono energia dalle onde in arrivo convertendo il movimento di salita e discesa delle onde in un processo di generazione di energia pulita. Più precisamente, il movimento dei galleggianti comprime e decomprime i pistoni idraulici che trasmettono fluido negli accumulatori posizionati sul molo. Negli accumulatori si genera una pressione che fa ruotare un motore idraulico e, conseguentemente, il generatore, da cui poi l'energia elettrica viene trasferita in rete, tramite un inverter (Brando et al., 2016; Coiro et al., 2017; 2018; Eco Wave Power, 2019).

Come per la tecnologia OWC, anche in questo caso, grazie alla collaborazione con INDACO2 Srl e alle attività previste dal progetto BLUE DEAL, è stato realizzato un modello 3D della tecnologia (Figura 13) per la stima dei materiali necessari alla costruzione dei *floater*. In questo caso l'impianto è stato pensato come un parco di 3 *floater*, agganciati ad un molo già esistente; la costruzione del molo non è stata quindi contabilizzata, ma sono state considerate soltanto le componenti costruite *ex novo* per l'assemblaggio e l'ancoraggio al molo delle strutture. Inoltre, per permettere il confronto con la tecnologia OWC, si è considerato lo stesso arco temporale che è stato stimato per questa tecnologia (60 anni) e si è quindi ipotizzato di sostituire tutte le componenti con tempi di vita minori; di fatto, nel tempo di vita di un OWC, l'impiantistica necessaria per i *floater* viene assemblata e smantellata tre volte.

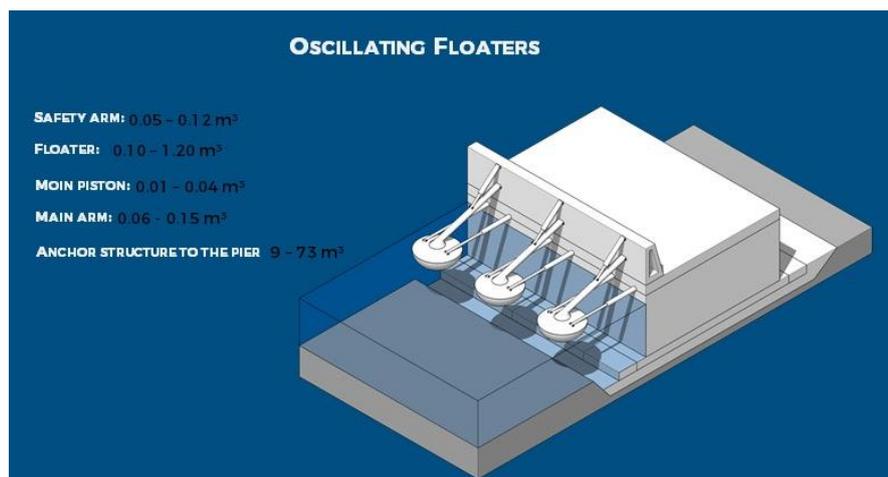


Figura 13: Modello 3D del molo con installato un impianto costituito da tre *oscillating floater*; vengono riportati i valori volumetrici che sono stati stimati per ogni componente della struttura.

Tabella 5: riepilogo del contributo in termini di *Carbon Footprint* (CF) delle diverse componenti che costituiscono l'impianto con 3 *floater* – scenario a 20 anni.

Elemento	Volume	Specifiche tecniche	Densità	Valore	<i>Lifetime</i>	EF	CF - 20 anni
	m ³		kg/m ³	t	anni	kg CO ₂ /unità	kg CO ₂ eq
Costruzione - Floater							
Struttura di ancoraggio al molo	73	cemento	2300	167,90	60 ¹	91,26	4,60E+04
		acciaio	200	14,60	60 ¹	2031,72	8,90E+04
Braccia	0,15	acciaio	7850	1,18	20 ²	2031,72	2,39E+03
Pistone	0,04	acciaio	7850	0,31	20 ²	2031,72	6,38E+02
<i>Floater</i>	1,20	fibra di vetro	1800	2,16	10 ³	9063,35	3,92E+04
Braccia di sicurezza	0,12	acciaio	7850	0,94	20 ²	2031,72	1,91E+03

Note:

- (1) Le informazioni riguardo il *lifetime* delle componenti in cemento sono state assunte essere le medesime utilizzate da Patrizi et al. (2019) per l'analisi LCA di OBREC.
- (2) Il *lifetime* delle componenti in acciaio è riferito a quanto riportato in due studi: Bruschi et al. (2019) che stima il tempo di vita per una turbina Wells in acciaio e a Thomson et al. (2011) che riporta il tempo di vita per Pelamis, dispositivo quasi completamente costituito da acciaio; 20 anni è considerato quindi il tempo di vita dell'impianto.
- (3) Il *lifetime* per i galleggianti in vetroresina è preso da un report della Wavestar riguardante una tecnologia WEC che utilizza dei *floaters* galleggianti in vetroresina ancorati ad una struttura in acciaio, testato a Roshage, in Danimarca (Wavestar, 2013).

Tabella 6: riepilogo del contributo in termini di *Carbon Footprint* (CF) delle componenti che costituiscono l'impianto costituito da 3 *floater*. In questa tabella viene mostrato il contributo dei materiali in un ipotetico arco temporale di 60 anni, durante i quali le componenti in acciaio e vetroresina verrebbero sostituite rispettivamente 2 e 5 volte.

Scenario 60 anni				
Elemento	Specifiche tecniche	Valore	Unità	EF
				kg CO ₂ /unità
3 <i>Floater</i> sostituiti 2 volte nell'arco di 60 anni	cemento	167,90	t	1,53E+04
	acciaio	14,60	t	2,97E+04
	acciaio	7,30	t	1,48E+04
	fibra di vetro	12,96	t	1,17E+05
Emissioni totali				1,77E+05

Tabella 7: Valori di produzione di energia elettrica stimati per l'impianto di sfruttamento dell'energia delle onde mediante *floater* oscillanti.

PRODUZIONE IMPIANTO - OUTPUT ¹		
Output	Valore	Unità
Produzione Energetica annuale	450	MWh/anno
Produzione Energetica – 20 anni	9000	MWh
Produzione Energetica – 60 anni	27.000	MWh

Note:

- (1) La produttività dell'impianto è basata sulle stime effettuate dagli sviluppatori della tecnologia PIVOT che hanno stimato una produzione di 150 MWh/anno per un singolo *floater* installato sulla costa ovest della Sardegna, secondo quanto riportato sul sito dell'azienda: <http://www.seapowerscrl.com/ocean-and-river-system/gel>.

Tabella 8: *Carbon Intensity* per i due scenari dimensionali considerati.

CARBON INTENSITY		
Valore	Unità	Scenario - anni
6,57	g CO ₂ eq/kWh	60

4.1.3 *Seabed Based Buoy* – Valutazione LCA

Questa analisi è principalmente basata sulla tecnologia *Sea Based* (Figura 3c) sviluppata e testata dalla svedese *Seabased Industry AB* e si tratta di una boa galleggiante in grado di sfruttare il moto verticale della superficie dell'acqua, generato dal moto ondoso, per produrre energia elettrica.

Il dispositivo consiste in una tecnologia WEC a corpo galleggiante (*Oscillating Wave Surge Converter – OWCS*) con un orientamento di tipo *Point Absorber*, che consente a tale *device* di assorbire l'energia delle onde da tutte le direzioni.

Sea Based è costituito da una boa in acciaio che è ancorata, tramite un cavo in acciaio, ad un corpo cilindrico sommerso, sempre in acciaio, all'interno del quale è alloggiato un pistone che viene messo in movimento dal moto relativo tra il cilindro ed il galleggiante (Dahlsten, 2009; Lissandron, 2010). Questa tecnologia è pensata per la realizzazione di *wave parks* in cui un numero più o meno ampio di boe è connesso tramite cavi in acciaio a un generatore lineare fissato al fondale tramite un plinto in calcestruzzo; il parco poi, tramite cavi sottomarini sarebbe connesso alla terraferma per immettere la corrente generata nella rete nazionale. Questa tecnologia è pensata per essere *nearshore* e per installazioni quindi che siano localizzate in aree a batimetria tra 10 e 20 metri e distanze dalla costa comprese tra qualche centinaio di metri e pochi chilometri (secondo la maggior parte delle definizioni, l'area *nearshore* corrisponde al tratto di mare entro i 2 km dalla costa) (Leijon et al., 2008; Manzoni, 2013; Short, 2012).

Nel caso di questa tecnologia il *Life Cycle Inventory* è stato realizzato mediante numerose fonti di letteratura. Per il dimensionamento e il quantitativo dei materiali per le principali componenti della struttura galleggiante, si è fatto riferimento a studi che hanno ridimensionato tale tecnologia per essere idonea allo sfruttamento del potenziale d'onda presente nell'area del Mediterraneo (Bozzi et al., 2013; 2018); le masse di altre componenti come le fondazioni, i cavi di ancoraggio e il magnete NdFeB e i rispettivi *lifetime*, derivano da Dahlsten (2009), Leijon et al. (2008) e Zhai et al. (2018). Per quanto riguarda i cavi sottomarini per la connessione alla Rete Nazionale ci si è basati su quanto riportato in Ardelean & Minnebo, 2015; Birkeland (2011), Leijon et al. (2008), Short (2012). Maggiori specifiche sono riportate nelle note alle Tabelle 9-11.

In questo caso sono stati considerati due differenti scenari dati da due dimensionamenti differenti, connessi ognuno a livelli di produttività diversi, come indicato per i due siti oggetto di studio (Alghero e Mazara del Vallo) nel lavoro in Bozzi et al. (2013). Le componenti della struttura che variano di dimensioni sono il corpo flottante e il corpo sommerso, mentre per quanto riguarda il sistema di ancoraggio, il *traslator* e il sistema di connessione alla rete elettrica, restano invariati.

Tabella 9: riepilogo del contributo in termini di *Carbon Footprint* (CF) delle diverse componenti che costituiscono una *Seabed Based Buoy* – scenario a 60 anni.

Elemento	Specifiche tecniche	Valore	Unità	Lifetime ⁶	EF	CF	Scenari
				anno	kg CO ₂ /unità	kg CO ₂ eq	
Costruzione - Seabed Based Buoy							
<i>Point absorber</i> (PTA)	acciaio	3,00	t	20	2032	6,10E+03	<i>Min - corpoflottante¹</i>
	acciaio	12,00	t	20	2032	2,44E+04	<i>Max – corpo flottante¹</i>
	acciaio	0,06	t	20	2032	1,16E+02	<i>Entrambi gli scenari – cavi di ancoraggio²</i>
	acciaio	95,51	t	20	2032	1,94E+05	<i>Min – corpo sommerso¹</i>
	acciaio	224,52	t	20	2032	4,56E+05	<i>Max – corpo sommerso¹</i>
Fondazione di ancoraggio	cemento	120,00	t	20	91	1,10E+04	<i>Entrambi gli scenari³</i>
	acciaio	4,70	t	20	2032	9,55E+03	
<i>Translator</i>	magnete NdFeB	0,54	t	20	46.476	2,51E+04	<i>Entrambi gli scenari ⁴</i>
	rame	2,46	t	20	793	1,95E+03	<i>Entrambi gli scenari ⁵</i>
Emissioni totali Seabed Based Buoy - Scenario Min						2,48E+05	
Emissioni totali Seabed Based Buoy - Scenario Max						5,28E+05	

Note:

- (1) Per la massa dei componenti indicati ci siamo basati su quanto indicato in Bozzi et al. (2013) in cui gli autori hanno ridimensionato la struttura di *Seabased* per adattarla allo sfruttamento dei potenziali presenti nel Bacino del Mediterraneo.
- (2) Per quanto riguarda le funi di ancoraggio ci si basa su quanto suggerito in Leijon et al. (2008) e si considerano funi in acciaio da 48 mm di diametro e del peso di 955 kg per 100 metri, pensate per gru carri ponte e paranchi battipali con un carico di rottura minimo di 150.000 kgf e resistenza dei singoli fili di 180 kgf/mm², come indicato al seguente link: <https://www.lagunafuni.it/CATALOGO/FUNI.pdf> (modello n. 216).
- (3) I valori per le fondazioni derivano da quanto indicato nello studio LCA di Zhai et al. (2018) riguardante un *buoy-rope-drum* (BRD) WEC e si è considerato un'unica fondazione, sulla base della struttura di *Seabased*.

- (4) La massa del magnete al neodimio (costituito da una lega di boro, ferro e neodimio) è derivante dallo studio LCA svolto in Dahlsten (2009).
- (5) La massa del rame del traslatore è ottenuta per differenza, sulla base di quanto indicato in Bozzi et al (2013; 2018) secondo cui il traslatore, composto da rame e magnete NdFeB ha un peso complessivo di 1t.
- (6) Il *lifetime* della struttura è stimato essere di 20 anni, come suggerito per strutture paragonabili in Dahlsten (2009) e Zhai et al. (2018); inoltre, non si considera la sostituzione di alcun componente, come indicato in Zhai et al. (2018) perché ogni parte della struttura ha il medesimo *lifetime* di 20 anni.

Tabella 10: riepilogo del contributo in termini di *Carbon Footprint* (CF) delle diverse componenti che costituiscono i cavi di rete sottomarini che collegano l'impianto *Seabed Based Buoy* alla terraferma – scenario a 60 anni.

Elemento	Specifiche tecniche ¹	Valore unitario ¹	Valore totale ²	Unità	Lifetime ³	EF	CF
		t/km	t		anno	kg CO ₂ /unità	kg CO ₂ eq
Costruzione – Cavi elettrici sottomarini (entrambi gli scenari)							
Cavi elettrici sottomarini	piombo	8,00	16	t	60	1267	2,03E+04
	rame	6,00	12	t	60	793	9,52E+03
	polietilene	2,00	4	t	60	1803	7,21E+03
	acciaio	12,00	24	t	60	2032	4,88E+04
	polipropilene	1,00	2	t	60	1633	3,27E+03
Emissioni totali – Cavi elettrici sottomarini							8,90E+04
Emissioni Totali impianto - Scenario Min							3,37E+05
Emissioni Totali impianto - Scenario Max							6,17E+05

Note:

- (1) Componenti, materiali e quantitativi a km di cavo sottomarino derivano da quanto indicato nel dettagliato lavoro svolto da Birkeland (2011) per un cavo da 33 kV. La scelta del cavo (tra i tre presenti nello studio: 33 kV, 132 kV e 450 kV) si basa anche sulla tipologia di cavo selezionato nella VIA del parco eolico *offshore* progettato per il sito di Termoli come riportato nell'Istruttoria VIA "Centrale di Termoli eolica off shore" della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 20.06.2008; PDF disponibile al seguente link: <https://va.minambiente.it/File/Documento/53166>.
- (2) Questa tecnologia è pensata per essere un dispositivo *neashore*, di conseguenza, la distanza dalla costa (2 km) si basa su ciò che è indicato in Leijon et al. (2008) per il sito sperimentale di Seabased. Inoltre, come indicato in Short (2012), l'area *nearshore* corrisponde al tratto di mare entro i 2 km dalla costa.
- (3) Il *lifetime* dei cavi sottomarini deriva da quanto dichiarato nel Report del *Joint Research Centre* (JRC) della Commissione Europea "HVDC Submarine Power Cables in the World" (Ardelean & Minnebo, 2015), secondo cui i cavi sottomarini ad oggi sono pensati per avere un tempo di vita superiore ai 40 anni; consideriamo quindi che i cavi restino i medesimi per l'intero arco temporale considerato nello studio.

Tabella 11: Valori di produzione di energia elettrica stimati per l'impianto di sfruttamento dell'energia delle onde mediante un dispositivo del tipo *Seabed Based Buoy*.

PRODUZIONE IMPIANTO - OUTPUT			
Output	Valore	Unità	Scenario
Produzione energetica annuale	43 ¹	MWh/yr	Min
Produzione energetica annuale	56 ²	MWh/yr	Max
Produzione energetica - 20 anni	850	MWh	Min
Produzione energetica - 20 anni	1110	MWh	Max
Produzione energetica - 60 anni	2550	MWh	Min
Produzione energetica - 60 anni	3330	MWh	Max

Note:

- (1) Le produttività derivano da quanto indicato nello studio di Bozzi et al. (2013) in cui gli autori hanno ipotizzato l'inserimento di tale tecnologia in alcuni siti delle coste italiane stimando le produttività di un dispositivo dalle dimensioni scalate per lo sfruttamento dei potenziali del Mediterraneo. Le produttività minime sono date dalla media dei valori minimi della boa 1 SB (del diametro di 3 m) per i siti di Alghero (40 MWh/anno) e Mazara del Vallo (45 MWh/anno).
- (2) Le produttività massime derivano sempre da Bozzi et al. (2013) e sono date dalla media dei valori massimi per la boa 2 SB (del diametro di 5 m) per i siti di Alghero (51 MWh/anno) e Mazara del Vallo (60 MWh/anno).

Tabella 12: *Carbon Intensity* per i due scenari considerati.

CARBON INTENSITY		
Valore	Unità	Scenario
132,09	g CO ₂ eq/kWh	Min
185,36	g CO ₂ eq/kWh	Max

4.1.4 Stato dell'Arte delle analisi LCA riguardanti impianti per la produzione di energia da *Blue Energy*

Negli ultimi anni l'interesse da parte della ricerca nell'ambito delle Blue Energy è aumentato sensibilmente e una parte di questi lavori si è concentrata sullo svolgimento di analisi LCA più o meno dettagliate di questi dispositivi, che coprono sia tecnologie WEC che tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine e del vento *offshore*.

In Tabella 13 vengono riportati i risultati in termini di *Carbon Intensity* (CI) dei principali studi attualmente presenti in letteratura riguardanti le Blue Energy come confronto con quelli ottenuti in questo lavoro di tesi; per l'eolico *offshore* vengono proposti solo alcuni studi, giusto a titolo di esempio tra quelli che si ritiene essere migliori e più esaustivi. Oltre agli articoli riportati nella colonna "Reference", questo studio si è basato su quanto riportato in Paredes et al., 2019, in cui gli autori hanno svolto una dettagliata *review* di studi LCA riguardanti le *Ocean Energy Technologies*.

Tabella 13: Stato dell'Arte degli studi LCA che riguardano tecnologie per lo sfruttamento dell'energia di onde e maree e alcuni esempi di studi LCA per turbine eoliche *offshore*.

Reference	Tecnologia	Carbon Intensity g CO ₂ eq/kWh
<i>Wave Energy Converter</i>		
Walker, 2006	Oyster350	25
Parker et al., 2007	Pelamis	23
Sørensen et al., 2007	Wave Dragon	13
Dahlsten, 2009	SeaBased	39-126
Thomson et al., 2011	Pelamis	24-30
Walker & Howell, 2011	Oyster	25
Banerjee et al., 2013	Pelamis	20
Banerjee et al., 2013	Wave Dragon	28
Douziech et al., 2016	Oyster800	66
Uihlein et al., 2016	Attenuator (<i>Pelamis</i>)	44
Uihlein et al., 2016	Oscillating wave	64
Uihlein et al., 2016	Point absorber	105
Gastelum, 2017	Point absorber	30-80
Zhai et al., 2018	Buoy-RopeDrum (BRD)	89
Patrizi et al., 2019	OBREC	37
Thomson et al., 2019	Pelamis	35
<i>Tidal Energy Converter</i>		

Douglas et al., 2008	SeaGen	15-20
Walker & Howell, 2011	SeaGen	15
Walker et al., 2015	Flumill 10 MW array	19
Walker et al., 2015	OpenHydro Open Centre turbine 10 MW array	20
Walker et al., 2015	ScotRenewables SR2000 10 MW array	24
Walker et al., 2015	TGL Deepgen 10 MW array	34
Uihlein et al., 2016	Horizontal axis turbine	23
Douziech et al., 2016	SeaGen	26
Douziech et al., 2016	HS1000	37
Douziech et al., 2016	Hydra Tidal	20
Douziech et al., 2016	Annapolis	4
<i>Wind turbine</i>		
Weinzettel et al., 2009	Floating Wind Farm - Sway Company	11-12
Bonou et al., 2016	Offshore Wind Turbine	11
Tsai et al., 2016	100 Vestas V112-3,0 MW Offshore Wind Turbine	32-38
	Onshore location	5-7
Chipindula et al., 2018	Shallow-water location	6-9
	Deep-water location	6-8
Poujol et al., 2020	24 MW Floating Wind Farm	22

Come si può facilmente notare dal confronto tra i risultati delle analisi svolte in questa tesi e i dati di letteratura, i primi presentano (tranne nel caso del *floater*) valori molto più alti della media. L'ostacolo principale ad un confronto tra le tecnologie WEC, ma anche per quelle che sfruttano le correnti, è l'ampia diversità che presentano tra loro i dispositivi i quali possono avere dimensioni, dislocazioni, materiali di costruzione, sistemi tecnologici tra loro anche molto differenti.

Tra le tecnologie oggetto di studio in questa tesi l'OWC (tipo REWEC) presenta i valori più elevati, con una *carbon intensity* minima di 110 g CO₂eq/kWh (per quanto riguarda lo scenario a produttività massima) e un valore massimo di 220 g CO₂eq/kWh (scenario a produttività minima). In questo caso però si deve notare che la tecnologia presenta una massa molto importante, essendo costituita da oltre 1100 t di cemento e acciaio ed è anche vero che il valore minimo di CI è paragonabile con quanto riscontrato da Dahlsten (2009) per SeaBased e da Uihlein et al. (2016) per un dispositivo *point absorber*. I risultati ottenuti per questa

tecnologia rendono evidente la necessità di approfondire le informazioni riguardanti l'inventario del dispositivo, ma ancor di più, per quanto riguarda la produttività annua. Si deve però anche tener presente che quello svolto è uno studio su un generico OWC, con dati di produttività medi; è dimostrato che per tecnologie come questa risulta estremamente importante la progettazione sito-specifica delle componenti che la costituiscono. In Ibarra-Berastegi et al. (2018), ad esempio, viene riportato come la produttività dell'OWC installato a Mutriku (ES) dipendesse in maniera non trascurabile dalla forma delle singole camere che costituiscono l'impianto, che devono essere progettate sulla base dell'energia d'onda che arriva in un dato punto e anche le turbine possono essere adattate a sfruttare al meglio quello specifico potenziale. Una riflessione ulteriore che deve essere fatta quando si studia una tecnologia OWC è inerente al fatto che una buona parte della struttura in cemento armato che costituisce il dispositivo non è creata esclusivamente allo scopo di ricavare energia dalle onde, ma assolve a tutta una serie di altre funzioni, come la difesa di un porto dalla forza del mare o l'attracco delle barche. La struttura utile ad ospitare le turbine è quindi esclusivamente parte di un'architettura che dovrebbe comunque essere realizzata per altri scopi. La presenza di OWC nel frangiflutti di un porto deve quindi essere vista come un valore aggiunto che permetta di sfruttarne la forza delle onde, oltre che difendersi da essa.

Il *floaters* è la tecnologia, tra quelle analizzate, che presenta la CI più bassa in assoluto (6,6 g CO₂eq/kWh) e tra quelle riportate in letteratura è seconda soltanto alla tecnologia *Annapolis* per lo sfruttamento delle correnti di marea, analizzata in Douziech et al. (2016), per la quale risultano 4 g CO₂eq/kWh. I risultati così promettenti di questa tecnologia potrebbero derivare da alcuni aspetti che vengono discussi di seguito. Prima di tutto l'inventario presenta un numero non trascurabile di assunzioni dovute al fatto che per determinare la struttura del dispositivo, in assenza di informazioni dirette, ci si è basati su quanto riportato in letteratura per la tecnologia sviluppata da *Eco Wave Power* e su Pivot, la tecnologia dall'Università di Napoli Federico II e dal suo spin-off *SeaPower*; sulla base di questi studi è stato definito un modello 3D dal quale sono stati ricavati i volumi dei materiali (acciaio, cemento e fibra di vetro) e non si esclude quindi che ci possano essere delle imprecisioni nel calcolo dei quantitativi di materiali impiegati, che potrebbero essere in parte sottostimati. La seconda fonte di incertezza potrebbe derivare dal dato di produttività utilizzato, che è l'unico presente in letteratura, ma che fa riferimento a una stima ipotizzata dagli ideatori di Pivot per una sua installazione in un sito della costa ovest della Sardegna, area, come è noto, con potenziali

d'onda tra i più alti del Mediterraneo. Si ritiene quindi che anche in questo caso è necessario ottenere dei dati più dettagliati e, possibilmente, sito-specifici per delineare al meglio input e output che caratterizzano tale tecnologia. Questa tipologia di strutture risulta comunque essere molto promettente perché si tratta di tecnologie dalla facile realizzazione, che richiedono l'utilizzo di pochi materiali di facile reperimento (come l'acciaio) che possono essere anche riciclati a fine vita e riutilizzati per altri scopi. Inoltre la filosofia portata avanti da tutti i centri di ricerca che stanno sviluppando tecnologie di questo tipo punta molto sull'idea di realizzare dispositivi che non richiedano una grande impiantistica, ma che, anzi vadano a sfruttare luoghi e strutture in disuso, come ad esempio vecchi moli abbandonati o banchine dei porti per ottenere un guadagno netto in termini di energia rinnovabile prodotta, senza l'occupazione di spazio utile per altre attività e senza danneggiare o disturbare gli ecosistemi marini, in molti casi fragili e vulnerabili.

Per quanto riguarda la tecnologia *seabed based buoy* (tipo SeaBased) i risultati ottenuti per tale dispositivo (132 g CO₂eq/kWh per lo scenario minimo e 185 g CO₂eq/kWh per lo scenario massimo) posso essere paragonati con quelli ottenuti da Dahlsten (2009) per il medesimo dispositivo; anche in questo studio sono stati ipotizzati due scenari differenti. Nel caso dello scenario con la CI più bassa (39 g CO₂eq/kWh) viene ipotizzata la dislocazione di una farm di boe al largo della costa norvegese, in un sito esposto a Nord-Ovest, che presenta un potenziale medio molto elevato (20 kW per metro di fronte d'onda); mentre lo scenario con la CI di 126 g CO₂eq/kWh ipotizza la realizzazione dell'impianto lungo le coste della Svezia in un sito con esposizione Sud-Est e potenziali medi di 5 kW/m di fronte d'onda. I valori più elevati per la valutazione compiuta in questa tesi potrebbero derivare da valori di produttività annua stimati in maniera troppo cautelativa o da imprecisioni nel ridimensionamento dei dispositivi per adattarli allo sfruttamento dei potenziali medi del Mediterraneo, i quali, nel caso dei siti oggetto di studio in Bozzi et al. (2013) presentavano valori tra 1,9 e 9,1 kW/m.

Un altro aspetto che potrebbe portare a una netta riduzione del valore della CI riguarda la *grid connection*; in questo studio è stata considerata un'unica boa, ma questa tecnologia è pensata per la realizzazione di *cluster* di dispositivi che vadano a costituire una *farm*. L'allocazione del contributo dato dai materiali utilizzati per la costruzione dei cavi elettrici sottomarini sul totale della *carbon footprint* (36% nello scenario minimo e 17% nello scenario massimo), potrebbe migliorare le performance ambientali del dispositivo.

4.2 EMERGY

Di seguito, in Tabella 14, vengono riportate le UEV utilizzate nelle valutazioni *emergy* delle cinque tecnologie per lo sfruttamento delle MRE, con le rispettive *references*.

Tutte le UEV sono riportate all'attuale Baseline di $12.00E+24$ sej/y¹ (Brown & Ulgiati, 2016).

Tabella 14: UEV e relative *references* utilizzate nelle valutazioni *emergy* degli impianti per lo sfruttamento delle MRE.

Elemento	UEV (sej unità ⁻¹)	Reference
Lavoro umano	3,82E+12 sej/h	Pulselli et al., 2008c
Trasporto	6,97E+04 sej/gkm	Pulselli et al., 2008c
Alluminio (Al)	4,10E+09 sej/g	Cohen et al., 2007
Conglomerato bituminoso ¹	3,46E+09 sej/g	Bastianoni et al., 2009
Boro (B) ²	5,35E+09 sej/g	Campbell, Lu, Walker, 2014
Ghisa	3,37E+09 sej/g	Buranakarn, 1998
Cemento	2,30E+09 sej/g	Pulselli et al., 2008c
Cemento armato	1,37E+09 sej/g	Pulselli et al., 2008c
Rame (Cu)	7,43E+10 sej/g	Cohen et al., 2007
Fibra di vetro	5,97E+09 sej/g	Cabezas et al., 2010
Ferro (Fe) ³	9,10E+09 sej/g	Cohen et al., 2007
Piombo (Pb)	3,64E+11 sej/g	Cohen et al., 2007
Neodimio (Nd) ⁴	9,85E+10 sej/g	Cohen et al., 2007
Vernice alchidica ⁵	1,93E+10 sej/g	Brown and Buranakarn, 2003
Plastica (<i>generico</i>) ⁶	6,70E+09 sej/g	Cabezas et al., 2010
PVC	7,48E+09 sej/g	Brown and Buranakarn, 2003
Gomma	5,47E+09 sej/g	Cabezas et al., 2010
Sabbia	1,70E+09 sej/g	Campbell et al., 2005
Acciaio	5,25E+09 sej/g	Brown and Buranakarn, 2003
Pietrame ⁷	1,27E+09 sej/g	Odum, 1996
Legno	1,82E+09 sej/g	Odum, 1996
Zinco (Zn)	5,33E+10 sej/g	Cohen et al., 2007
Carburante (diesel) ⁸	3,67E+09 sej/g	Bastianoni et al., 2009
Energia elettrica	2,21E+05 sej/J	Bastianoni et al., 2009

Note:

- (1) In assenza di una UEV per *Bituminous mixtures*, si utilizza la UEV calcolata per il prodotto "asphalt" derivante dallo studio della raffineria di Falconara (AN).
- (2) Si tratta di ossido di boro (*boron oxide*), come riportato in Campbell, Lu, Walker (2014).

- (3) Si utilizza la UEV riportata per i prodotti “iron ore” e “iron oxide”.
- (4) Secondo le leggi dell’Emergy, la UEV degli elementi chimici è direttamente collegata alla loro abbondanza nella Crosta Terrestre (Campbell, Lu, Walker, 2014). Sulla base di questo ragionamento, in assenza di una UEV specifica per il Neodimio (Nd), si utilizza la UEV per il Cobalto (Co), avendo questi due elementi abbondanze simili (Nd – 33 ppm; Co – 30 ppm).
Si è considerata la voce “WebElement” riportata al seguente link:
https://en.wikipedia.org/wiki/Abundance_of_elements_in_Earth%27s_crust.
- (5) Si utilizza la UEV per una generica vernice.
- (6) Per le voci “polietilene (PE)”, “polipropilene (PP)” e “resina epossidica” si utilizza la generica UEV per “plastica”.
- (7) Si utilizza la UEV per “limestone”.
- (8) Si tratta del valore di UEV calcolato per la raffineria di Falconara (AN).

4.2.1 Oscillating Water Column (OWC) – Valutazione Emergy

Per la descrizione della tecnologia si rimanda al Paragrafo 4.1.1. I dati di inventario e i dati di produttività sono i medesimi utilizzati per la valutazione LCA della tecnologia, con l'aggiunta della stima del lavoro umano che viene specificata nelle note alla Tabella 15.

Come per l'analisi LCA di tale tecnologia, sono stati valutati due scenari, dati dall'aver considerato un valore minimo e un valore massimo di produttività, ma lasciando invariati i valori di inventario (si veda Paragrafo 4.1.1).

Tabella 15: Valutazione *emergy* del dispositivo OWC – tipo REWEC/Mutriku.

Elemento	Specificata tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej anno ⁻¹	%
Fase di costruzione						
Pietrame per scavo e fondazioni	Pietrame	1,52E+08	g	1,27E+09	1,93E+17	7,8%
Basamento	Cemento	1,15E+08	g	1,37E+09	1,58E+17	6,3%
	Acciaio	1,00E+07	g	5,25E+09	5,25E+16	2,1%
Massi guardiani	Cemento	1,84E+07	g	1,37E+09	2,52E+16	1,0%
Struttura alveolare	Cemento	1,47E+08	g	1,37E+09	2,02E+17	8,1%
	Acciaio	1,28E+07	g	5,25E+09	6,71E+16	2,7%
Tout - Venant	Conglomerato bituminoso	2,48E+08	g	3,46E+09	8,59E+17	34,4%
Telaio di copertura	Cemento	2,99E+07	g	1,37E+09	4,10E+16	1,6%
Sovrastruttura con muro paraonde	Cemento	7,82E+07	g	1,37E+09	1,07E+17	4,3%
	Acciaio	6,80E+06	g	5,25E+09	3,57E+16	1,4%
Struttura alveolare (OWC)	Cemento	7,59E+07	g	1,37E+09	1,04E+17	4,2%
	Acciaio	6,60E+06	g	5,25E+09	3,46E+16	1,4%
Ancoraggio	Conglomerato bituminoso	6,21E+07	g	3,46E+09	2,15E+17	8,6%
Sovrastruttura frangiflutti	Cemento	1,63E+08	g	1,37E+09	2,24E+17	9,0%
	Acciaio	1,42E+07	g	5,25E+09	7,45E+16	3,0%
Turbine auto-rettificanti	Acciaio	1,80E+07	g	5,25E+09	9,44E+16	3,8%
	Lavoro umano ¹	1,62E+03	h	3,82E+12	6,18E+15	0,2%
Emergy totale					2,49E+18	100%
<i>Output</i> - Scenario Min. 60 anni		5,40E+12	J	4,62E+05		
<i>Output</i> - Scenario Max 60 anni		1,08E+13	J	2,31E+05		

Note:

- (1) Per quanto riguarda il lavoro umano, si considerano 202 giorni di cantiere, per 8 ore di lavoro giornaliero di un operaio; questa informazione deriva da una comunicazione diretta da parte dei costruttori della tecnologia *overtopping*, come spiegato anche nella Nota 2 della Tabella 17.

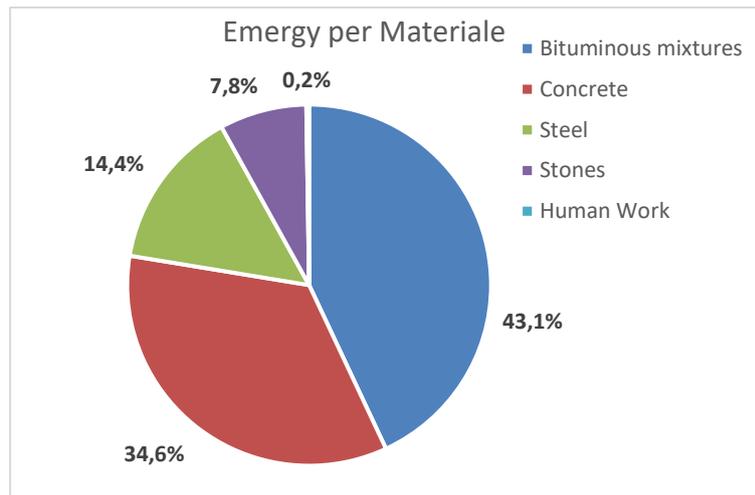


Figura 14: Peso relativo dei differenti materiali sull'energy totale quantificata per l'Oscillating Water Column (OWC) su un arco temporale di 60 anni.

Come si evince da Figura 14, la maggior parte dell'energy è data da due materiali: il conglomerato bituminoso (43% del totale) e il cemento (35%). L'influenza di questi materiali è abbastanza intuibile, dato che si tratta di una struttura di grandi dimensioni, pensata per proteggere un porto dalla forza distruttiva del mare (ma ripensata, in questo caso, per sfruttare tale energia, invece di difendersi esclusivamente da essa!) e costituita quindi quasi esclusivamente da cemento armato. Il conglomerato bituminoso consiste in una miscela di aggregati (materiali rocciosi di diversa granulometria) e da un legante ed è sostanzialmente assimilabile all'asfalto utilizzato per la realizzazione del manto stradale; la componente legante, il bitume, è tra le componenti solide ottenute nel processo di raffinazione del petrolio e presenta una UEV relativamente alta ($3,46E+09$ sej/g). Questo fa sì che, nonostante il conglomerato bituminoso rappresenti il 27% in peso (310 t) del totale dei materiali impiegati (oltre 1500 t), ha un'importanza maggior nel computo energetico finale, anche maggiore del cemento (54% del peso totale, con 630 t), che presenta una UEV più bassa ($1,37E+09$ sej/g).

Questa tecnologia, come le tre che seguono, costituisce un primo esempio nella letteratura internazionale di studio *emergy* di una tecnologia WEC e quindi non è possibile fare dei confronti con tecnologie realmente paragonabili a quelle in esame. Confrontando però i risultati ottenuti per questa tecnologia con studi svolti su altre tecnologie RES e tecnologie tradizionale da combustibili fossili (si veda Tabella 23), si nota che questo dispositivo, soprattutto se si considera lo scenario minimo (con una produttività elettrica annua molto bassa, la metà rispetto allo scenario massimo), si posizionano abbastanza in alto, con UEV tra

le più alte. Si nota però che tali risultati sono confrontabili e paragonabili con quanto riscontrato per impianti a barriera per la produzione di energia dal dislivello di marea; anche in quei casi, gran parte del peso sul computo totale è dovuto ai materiali, trattandosi di struttura di grandi dimensioni costituita da cemento armato le quali, nonostante il lungo tempo di vita, non possono essere compensate da una produttività elettrica abbastanza bassa e non paragonabile con altre RES a più alta produttività. In particolare, il valore per lo scenario massimo ($2,31E+05$ sej/J) è paragonabile ai seguenti studi:

$2,54E+05$ sej/J, per *La Rance Tidal Power Station* – Odum, 1996;

$2,56E+05$ sej/J, per il *Lake Sihwa Tidal Power Plant* – Ju, 2006;

$2,69E+05$ sej/J, per la *Jiangxia Tidal Power Station* – Zhang et al., 2018;

$2,85E+05$ sej/J, per il *Tidal Power Plant Saemangeum*, senza considerare la costruzione della diga - Kim & Lee, 2012.

Il valore per lo scenario minimo ($4,26E+05$ sej/J), invece risulta essere tra i più alti in assoluto, anche maggiore di impianti per la produzione di energia da fonte fossile e viene solo (ampiamente) superato dallo studio di Kim & Lee, 2012 nel caso in cui la costruzione della diga venga inserita nella valutazione del *Tidal Power Plant Saemangeum* ($9,70E+05$ sej/J).

Questi risultati di UEV elevate per la tecnologia OWC sono sostanzialmente dovuti alla bassa produttività di questo impianto, soprattutto se confrontata con la massiccia quantità di materiali, come cemento, conglomerato bituminoso e acciaio con peso e UEV elevati che vengono impiegati nella sua realizzazione. Questo viene accentuato dal fatto che si tratta di tecnologie, almeno nel caso di REWEC che sono ancora in fase di sperimentazione in cui molti dettagli per aumentarne la resa e sfruttare al meglio i potenziali non estremamente elevati del Mediterraneo devono essere ancora compiuti. Si deve inoltre tenere presente che tale struttura in cemento armato non assolve esclusivamente la funzione di supporto alla tecnologia per lo sfruttamento dell'energia delle onde, ma anzi nasce principalmente per proteggere le imbarcazioni alla fonda in un porto dalla forza potenzialmente distruttiva del mare. Di conseguenza potrebbe risultare utile analizzare e quantificare quanta parte dei materiali impiegati è effettivamente di "responsabilità" dell'impianto e attribuire solo quelle componenti all'OWC. Questo ragionamento, ad esempio, per la maggior parte degli impianti a barriera per lo sfruttamento di marea, dato che in molti casi vengono costruiti specificatamente per ricavare energia da tale fonte rinnovabile.

4.2.2 Oscillating Floaters – Valutazione Emergy

Per la descrizione della tecnologia si rimanda al Paragrafo 4.1.2. I dati di inventario e i dati di produttività sono i medesimi utilizzati per la valutazione LCA della tecnologia, con l'aggiunta della stima del lavoro umano che viene specificata nelle note alla Tabella 16.

Tabella 16: Valutazione *emergy* del dispositivo *Oscillating Floaters* – tipo Eco Wave Power/Pivot.

Elemento	Specifica tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej anno ⁻¹	%
Fase di costruzione						
Struttura di ancoraggio al molo	Cemento	1,68E+08	g	1,37E+09	2,30E+17	53,7%
	Acciaio	1,46E+07	g	5,25E+09	7,66E+16	17,9%
Braccia	Acciaio	3,53E+06	g	5,25E+09	1,85E+16	4,3%
Pistone	Acciaio	9,42E+05	g	5,25E+09	4,94E+15	1,2%
Floaters	Fibra di vetro	1,30E+07	g	5,97E+09	7,74E+16	18,1%
Braccia di sicurezza	Acciaio	2,83E+06	g	5,25E+09	1,48E+16	3,5%
	Lavoro umano ¹	1,62E+03	h	3,82E+12	6,18E+15	1,4%
Emergy totale					4,29E+17	
<i>Output - 60 anni</i>		9,72E+13	J	4,41E+03		

Note:

- (1) Date le dimensioni ridotte della struttura, in confronto alla tecnologia *overtopping* e alla tecnologia OWC, si considerano 90 giorni di cantiere, per 8 ore di lavoro giornaliero di un operaio.

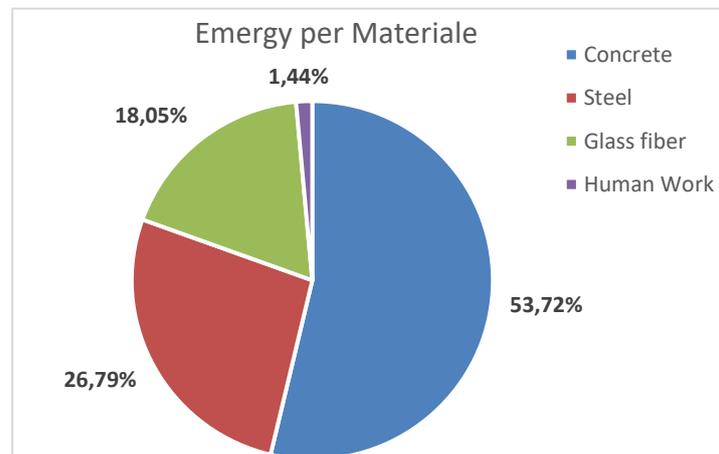


Figura 15: Peso relativo dei differenti materiali sull'*emergy* totale quantificata per l'*Oscillating Floater* su un arco temporale di 60 anni.

Nel caso della valutazione *emergy* di tale tecnologia, la relazione tra peso relativo dei materiali in termini di massa e in termini di contributo all'*Emergy* totale del dispositivo è lineare; infatti, il cemento, che costituisce l'83% della massa totale, rappresenta anche il materiale più impattante sul computo *emergy* finale (54%) e seguono l'acciaio (11% in peso – 27%

dell'emergy) e la fibra di vetro (6% in peso – 18% dell'emergy). Le differenze in termini assoluti tra queste due percentuali sono dovute al fatto che la UEV del cemento ($1,37E+09$ sej/g) è molto più bassa rispetto a quelle di acciaio ($5,25E+09$ sej/g) e fibra di vetro ($5,97E+09$ sej/g). La UEV dell'energia elettrica prodotta da tale dispositivo risulta estremamente bassa ($4,41E+03$ sej/J), la più bassa rispetto a tutte le valutazioni *emergy* analizzate in Tabella 23. Tale risultato, con tutta probabilità dipende dal fatto che LCI presenta un ampio margine di approssimazioni e assunzioni che probabilmente ne hanno inficiato la veridicità. È anche vero però che la maggior parte dei dispositivi attualmente presenti nel mercato internazionale del tipo *oscillating floater* (in alcuni casi prendono nomi differenti, ma la filosofia alla base è la medesima: corpi oscillanti ancorati a dei moli, solitamente in disuso o abbandonati, per lo sfruttamento dell'energia delle onde) sono strutturati con un impiego di materiali molto limitato; si tratta di corpi oscillanti di dimensioni medio-piccole (dai 2 ai 5 metri solitamente) che devono essere per definizione "leggeri" perché devono essere spostati e sollevati con facilità anche da onde con un'ampiezza limitata, ancorati mediante braccia e pistoni in acciaio ad una struttura in cemento, solitamente pre-esistente. Quindi con tutta probabilità ciò che inficia maggiormente sul risultato finale è il valore di produttività¹⁴ che si riferisce ad una stima per un'area, quella della costa ovest della Sardegna, in cui i potenziali energetici delle onde sono estremamente elevati, rispetto alle medie del Mediterraneo. Queste tecnologie risultano essere molto promettenti, ma i dati pubblici, soprattutto riguardanti la produttività sono estremamente limitati e è quindi necessario approfondire la ricerca e gli studi in tale direzione; è un settore in totale divenire ed evoluzione e in molti casi si è agli albori della ricerca su determinate tecnologie. Oltre ai dispositivi presi in esame per definire il dispositivo appena descritto, ne esistono altri, alcuni dei quali di completa concezione e realizzazione italiana; uno fra questi è *Energy Double System* (EDS) sviluppato dal Politecnico di Milano (POLIMI) e dalla società Tecnomac Srl (Marchesi et al., 2020; Negri & Malavasi, 2018) che sarà probabilmente oggetto di approfondimenti e studi nei prossimi mesi all'interno delle attività del progetto BLUE DEAL e che potrebbe permettere di comprendere meglio il funzionamento, le produttività e le potenzialità di dispositivi di questo tipo.

¹⁴ <http://www.seapowerscr.com/ocean-and-river-system/gel>.

4.2.3 Overtopping Breakwater – Valutazione Emergy

Il riferimento per questa analisi emergy è l'*Overtopping Breakwater for Energy Conversion* (OBREC) o Diga Marittima per l'Energia dal Moto Ondoso (DIMEMO) (si veda la Figura 2a), una diga a scogliera progettata dal gruppo di ricerca della Seconda Università di Napoli, guidato dal Professor Diego Vicinanza e già oggetto di uno studio di tipo LCA nel lavoro Patrizi et al. (2019). Tale dispositivo è una struttura in cemento armato che è stato installato e testato su un frangiflutti del molo San Vincenzo del porto di Napoli, si basa sul principio della tracimazione ondosa e rientra all'interno della famiglia dei dispositivi *overtopping*.

Come per la tecnologia OWC (Paragrafo 4.1.1), anche questa struttura è pensata per essere totalmente integrata all'interno delle strutture portuali, allo scopo di sfruttare l'energia del moto ondoso, anziché dissiparla. Tale tecnologia sfrutta lo stesso principio utilizzato nel mini- e micro-idroelettrico: mediante la creazione di un gradiente idraulico dato dalla differenza tra il livello medio del mare e quello del bacino di raccolta dell'acqua di tracimazione, è possibile generare energia elettrica. L'acqua in arrivo con le onde risale una rampa, tracima e viene convogliata in dei serbatoi, detti anche vasche d'accumulo, posizionate ad un livello più alto rispetto a quello medio del mare; il carico idraulico che si viene a generare alimenta delle turbine idrauliche che permettono di convertire l'energia cinetica in energia elettrica (Buccino et al., 2016; Contestabile et al., 2016; 2017; Contestabile & Vicinanza, 2018).

I dati riguardanti le componenti, i materiali e i rispettivi quantitativi derivano da Patrizi et al., 2019. Per il lavoro umano sono state fatte delle stime sul quantitativo di giorni che vengono ipotizzati siano necessari per la realizzazione dell'impianto, considerando 8 ore di lavoro giornaliero; maggiori dettagli sono riportati nelle note di Tabella 17. La produttività dell'impianto si basa su quanto riportato in Patrizi et al. (2019).

Tabella 17: Valutazione emergy del dispositivo *Overtopping Breakwater* – tipo OBREC.

Elemento	Specifica tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej anno ⁻¹	%
Fase di costruzione						
Rampa e vasca	Cemento	1,04E+08	g	1,37E+09	1,43E+17	34,93%
	Acciaio	5,50E+06	g	5,25E+09	2,88E+16	7,06%
Tubi	PVC	1,63E+05	g	7,48E+09	1,22E+15	0,30%
Foundazioni	Cemento	6,48E+06	g	1,37E+09	8,89E+15	2,18%
	Acciaio	1,30E+06	g	5,25E+09	6,79E+15	1,66%
Turbine idrauliche	Acciaio	3,60E+05	g	5,25E+09	1,89E+15	0,46%
	PVC	9,00E+04	g	7,48E+09	6,73E+14	0,16%
Generatore	Acciaio	1,19E+05	g	5,25E+09	6,22E+14	0,15%

Statore	Neodimio (Nd) ¹	1,15E+04	g	9,85E+10	1,14E+15	0,28%
	Ferro (Fe) ¹	3,12E+04	g	9,10E+09	2,84E+14	0,07%
	Boro (B) ¹	4,32E+02	g	5,35E+09	2,31E+12	0,00%
	Fibra di vetro	1,29E+04	g	5,97E+09	7,71E+13	0,02%
	Rame (Cu)	1,92E+04	g	7,43E+10	1,43E+15	0,35%
Box	Alluminio (Al)	4,62E+04	g	4,10E+09	1,89E+14	0,05%
Cavi elettrici terrestri	Rame (Cu)	2,25E+06	g	7,43E+10	1,67E+17	40,95%
	Gomma	8,88E+04	g	5,47E+09	4,86E+14	0,12%
	Ferro (Fe)	2,76E+06	g	9,10E+09	2,51E+16	6,14%
	PVC	9,48E+04	g	7,48E+09	7,09E+14	0,17%
	Lavoro umano ²	1,62E+03	h	3,82E+12	6,18E+15	1,51%
Subtotale - Costruzione					3,94E+17	96,56%
Fase di edificazione						
Energia	Diesel	2,05E+06	g	3,71E+09	7,59E+15	1,86%
	Elettricità	1,93E+10	J	2,21E+05	4,27E+15	1,05%
Stampo	Legno	2,12E+05	g	1,82E+09	3,86E+14	0,09%
Trasporto	Camion	4,93E+09	gkm	6,97E+04	3,44E+14	0,08%
	Lavoro umano ³	3,20E+02	h	3,82E+12	1,22E+15	0,30%
Subtotale - Edificazione					1,38E+16	3,38%
Emergy totale					4,08E+17	
<i>Output – 60 anni</i>		2,72E+12	J	1,50E+05		

Note:

- (1) Si rimanda a Tabella 18.
- (2) Si considerano 202 giorni di cantiere, per 8 ore di lavoro giornaliero di un operaio. Informazione derivante da consultazione diretta dei costruttori.
- (3) Si considerano 80 giorni di cantiere, per 4 ore di lavoro giornaliero di un operaio. Informazione derivante da consultazione diretta dei costruttori.

Come riportato in Tabella 18, dato che eravamo a conoscenza del peso del magnete NdFeB nel suo complesso, per conoscere il quantitativo dei suoi tre componenti (Neodimio, Ferro e Boro), ci siamo basati su: composizione chimica del magnete¹⁵, la massa atomica (espressa in unità di massa atomica - u.m.a.) dei singoli elementi e il Numero di Avogadro (6,022140857E+23), ottenendo la massa in grammi dei tre componenti del magnete.

Tabella 18: Calcolo dei quantitativi dei componenti di un magnete al NdFeB.

Magnete al Neodimio - Nd ₂ Fe ₁₄ B					
Elemento	u.m.a.	g	%	Massa del magnete (g)	Massa dell'elemento (g)
Nd	144,24	4,79E-22	27%		1,15E+04
Fe	55,84	1,30E-21	72%	4,32E+04	3,12E+04
B	10,81	1,80E-23	1%		4,32E+02
		1,80E-21	100%		

¹⁵ https://en.wikipedia.org/wiki/Neodymium_magnet

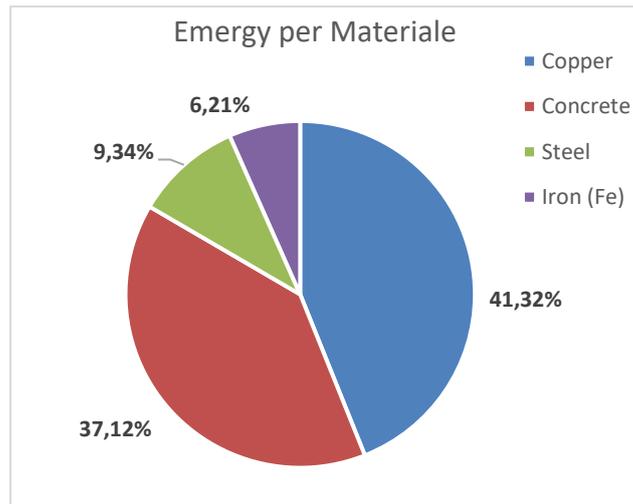


Figura 16: Peso relativo dei materiali che costituiscono il 94% dell'energy totale quantificata per l'Overtopping Breakwater su un arco temporale di 60 anni.

In questa valutazione, a differenza delle precedenti, è stata considerata anche la fase di edificazione che era stata indentificata nello studio di Patrizi et al. (2019); è stata però esclusa la fase di manutenzione per non creare un'eccessiva discrepanza tra le diverse valutazioni. Come si può però notare dai risultati in Tabella 17, la maggior parte dell'energy è dovuta alla fase di costruzione che costituisce oltre il 97% del totale. In Figura 16 vengono poi riportati i materiali che, all'interno di questa ultima fase, costituiscono la quasi totalità del computo energy; come ci si poteva aspettare, il cemento occupa una porzione rilevante dell'Energy totale (37%), costituendo quasi il 90% (110 t) della massa totale del dispositivo (123 t). Il rame è però il materiale più impattante in termini energy il quale, nonostante costituisca solo 1,84% (2,27 t) della massa, pesa per il 41% dell'Energy totale; questo risultato è dovuto alla UEV del rame estremamente elevata ($7,43E+10$ sej/g), superata in questo studio solo dalla UEV del Neodimio ($9,85E+10$ sej/g), il quale però è utilizzato in quantità estremamente ridotte per il magnete (0,05 t).

La UEV ottenuta ($1,50E+05$ sej/J) pone tale dispositivo al di sotto della media ($2,00E+05$ sej/J) delle UEV riscontrate in letteratura e risulta perfettamente paragonabile con dispositivi come il *Tidal Energy Plant* di Garolim, in Corea ($1,52E+05$ sej/J – Kim & Lee, 2012), la centrale idroelettrica di Chang Khan in Thailandia ($1,36E+05$ sej/J – Zhang et al., 2014), ma anche con sistemi fotovoltaici come quello studiato da Raugei et al. (2007) che presenta una UEV di $1,74E+05$ sej/J o, addirittura, con sistemi eolici come quello di Riposo (2008) che ha UEV pari a $1,21 E+05$ sej/J. L'Overtopping Breakwater risulta quindi essere la tecnologia WEC che

presenta le migliori performance tra quelle analizzate in questa tesi. I dati di inventario in questo caso provengono direttamente dai ricercatori che hanno ideato e realizzato tale tecnologia; si tratta quindi di informazioni più accurate e dettagliate rispetto agli altri inventari che presentano un maggior numero di assunzioni; questo fa ben sperare nel fatto che potrebbe esserci un ampio margine di miglioramento delle performance degli altri dispositivi WEC analizzati, attraverso l'ottenimento di dati primari direttamente da chi la tecnologia l'ha ideata e testata. Questo è tra gli obiettivi di ricerca che verranno portati avanti nell'ambito delle attività del progetto Interreg-MED BLUE DEAL e prevedrà un maggior contatto e interconnessione con le società e gli enti di ricerca che lavorano su tali *Blue Energy*.

4.2.4 Seabed Based Buoy – Valutazione Emergy

Per la descrizione della tecnologia si rimanda al Paragrafo 4.1.3. I dati di inventario e i dati di produttività sono i medesimi utilizzati per la valutazione LCA della tecnologia, con l'aggiunta della stima del lavoro umano che viene specificata nelle note alla Tabella 19 e 20.

Come illustrato per l'analisi LCA, per tale tecnologia sono state considerate due dimensioni differenti, sulla base di quanto illustrato in Bozzi et al. (2013) e le componenti del dispositivo che variano sono il corpo flottante e il corpo sommerso.

Tabella 19: Valutazione *emergy* del dispositivo *Seabed Based Buoy* – tipo *Seabased*. Scenario minimo.

Elemento	Specifica tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej anno ⁻¹	%
SeaBased - Scenario Min.						
Fase di costruzione						
Corpo flottante	Acciaio	3,00E+06	g	5,25E+09	1,57E+16	0,2%
Cavi di ancoraggio	Acciaio	5,73E+04	g	5,25E+09	3,01E+14	0,0%
Corpo sommerso	Acciaio	9,55E+07	g	5,25E+09	5,01E+17	6,4%
Fondazione di ancoraggio	Cemento	1,20E+08	g	1,37E+09	1,65E+17	2,1%
	Acciaio	4,70E+06	g	5,25E+09	2,46E+16	0,3%
<i>Translator</i> ¹	Neodimio (Nd)	1,44E+05	g	9,85E+10	1,42E+16	0,2%
	Ferro (Fe)	3,91E+05	g	9,10E+09	3,55E+15	0,0%
	Boro (B)	5,40E+03	g	5,35E+09	2,89E+13	0,0%
	Rame (Cu)	2,46E+06	g	7,43E+10	1,83E+17	2,3%
Cavi elettrici sottomarini	Piombo (Pb)	1,60E+07	g	3,64E+11	5,83E+18	74,7%
	Rame (Cu)	1,20E+07	g	7,43E+10	8,91E+17	11,4%
	Polietilene - PE	4,00E+06	g	6,70E+09	2,68E+16	0,3%
	Acciaio	2,40E+07	g	5,25E+09	1,26E+17	1,6%
	Polipropilene - PP	2,00E+06	g	6,70E+09	1,34E+16	0,2%
	Lavoro umano ²	1,62E+03	h	3,82E+12	6,18E+15	0,1%
Emergy totale					7,80E+18	
Output - 60 anni		9,18E+12	J	8,49E+05		

Note:

- (1) I quantitativi relativi dei componenti che costituiscono il magnete NdFeB sono stati calcolati con lo stesso principio utilizzato in Tabella 18. In questo caso il peso di un singolo magnete è stato stimato essere 0,18 t, sulla base di quanto riportato in Dahlsten (2009), come specificato anche nella Nota 4 della Tabella 9.
- (2) In assenza di informazioni più specifiche, come per la tecnologia *overtopping*, si considerano 202 giorni di cantiere, per 8 ore di lavoro giornaliero di un operaio.

Tabella 20: Valutazione *emergy* del dispositivo *Seabed Based Buoy* – tipo *Seabased*. Scenario massimo.

Elemento	Specifica tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej anno ⁻¹	%
SeaBased - Scenario Max						
Fase di costruzione						
Corpo flottante	Acciaio	1,20E+07	g	5,25E+09	6,29E+16	0,7%
Cavi di ancoraggio	Acciaio	5,73E+04	g	5,25E+09	3,01E+14	0,0%
Corpo sommerso	Acciaio	2,25E+08	g	5,25E+09	1,18E+18	13,8%
Fondazioni di ancoraggio	Cemento	1,20E+08	g	1,37E+09	1,65E+17	1,9%
	Acciaio	4,70E+06	g	5,25E+09	2,46E+16	0,3%
<i>Translator</i> ¹	Neodimio (Nd)	1,44E+05	g	9,85E+10	1,42E+16	0,2%
	Ferro (Fe)	3,91E+05	g	9,10E+09	3,55E+15	0,0%
	Boro (B)	5,40E+03	g	5,35E+09	2,89E+13	0,0%
	Rame (Cu)	2,46E+06	g	7,43E+10	1,83E+17	2,1%
Cavi elettrici terrestri	Piombo (Pb)	1,60E+07	g	3,64E+11	5,83E+18	68,4%
	Rame (Cu)	1,20E+07	g	7,43E+10	8,91E+17	10,5%
	Polietilene - PE	4,00E+06	g	6,70E+09	2,68E+16	0,3%
	Acciaio	2,40E+07	g	5,25E+09	1,26E+17	1,5%
	Polipropilene - PP	2,00E+06	g	6,70E+09	1,34E+16	0,2%
	Lavoro umano ²	1,62E+03	h	3,82E+12	6,18E+15	0,1%
Emergy totale					8,52E+18	
Output - 60 anni		1,20E+13	J	7,11E+05		

Note:

- (1) I quantitativi relativi dei componenti che costituiscono il magnete NdFeB sono stati calcolati con lo stesso principio utilizzato in Tabella 18. In questo caso il peso di un singolo magnete è stato stimato essere 0,18 t, sulla base di quanto riportato in Dahlsten (2009), come specificato anche nella Nota 4 della Tabella 9.
- (2) In assenza di informazioni più specifiche, come per la tecnologia *overtopping*, si considerano 202 giorni di cantiere, per 8 ore di lavoro giornaliero di un operaio.

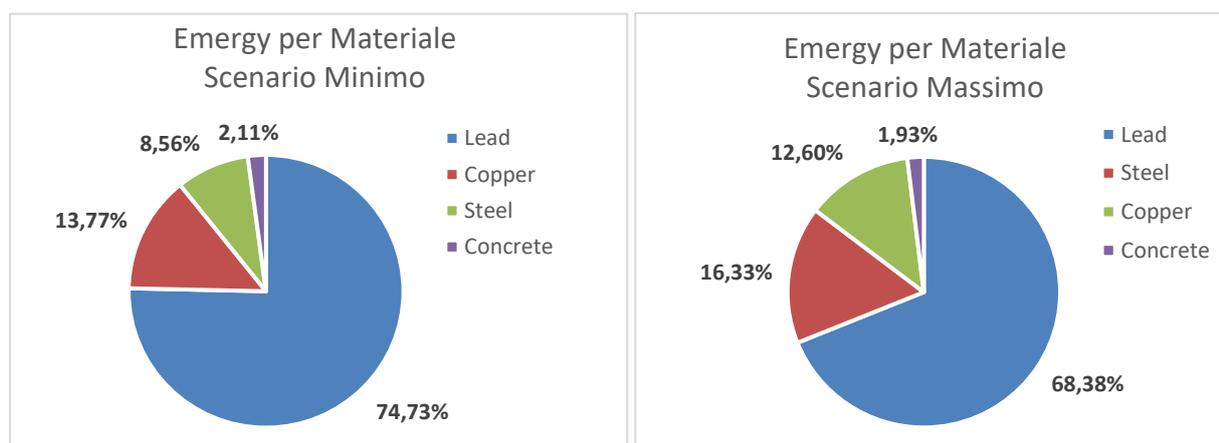


Figura 17: a) Peso relativo dei differenti materiali che costituiscono il 99,18% dell'*Emergy* totale quantificata per lo scenario minimo per *Seabed Based Buoy* su un arco temporale di 60 anni; b) Peso relativo dei differenti materiali che costituiscono il 99,25% dell'*Emergy* totale quantificata per lo scenario massimo per *Seabed Based Buoy* su un arco temporale di 60 anni.

Nel caso della tecnologia *Seabed Based Buoy* sono stati ipotizzati due scenari nei quali è variata la dimensione del corpo galleggiante e del corpo sommerso e, in conseguenza di questi diversi dimensionamenti, la produttività annua.

Il dato che salta all'occhio dai grafici nelle Figure 17a e 17b è il contributo molto importante a carico del piombo, materiale utilizzato nei cavi elettrici sottomarini per la connessione delle boe alla rete elettrica nazionale sulla terraferma, che rappresenta una quota che va dal 68% al 74%, rispettivamente nello scenario massimo e minimo. Questo valore risulta ancora più importante se si osserva che, in termini di massa, il piombo rappresenta tra il 3,8% (scenario massimo) e il 5,6% (scenario minimo). Questo è dovuto alla UEV molto elevata che presenta il piombo ($3,64E+11$ sej/g), soprattutto se confrontata con le UEV degli altri materiali impiegati nello studio; come visto per l'analisi LCA, tale valore potrebbe essere ridotto se venisse considerato un cluster di boe, invece di un singolo dispositivo, potendo così suddividere la "responsabilità" dei materiali utilizzati per tale componente tra un numero maggiore di boe. Un altro aspetto che si nota dai grafici è l'inversione tra rame e acciaio nel confronto tra scenario minimo e massimo; questo è dovuto al fatto che le componenti che variano tra i due scenari proposti (corpo oscillante e corpo sommerso) sono costituite interamente da acciaio. La UEV di tale tecnologia, per entrambi i dimensionamenti ($8,49E+05$ sej/J – scenario minimo; $7,11E+05$ sej/J – scenario massimo), risulta essere estremamente elevata se confrontata con la letteratura (Tabella 23), superata esclusivamente dalla UEV calcolata da Kim & Lee (2012) per il *Tidal Power Plant Saemangeum*, in Corea per il quale è stata conteggiata anche la costruzione del muro di sbarramento in cemento armato ($9,70E+05$ sej/J). Questo valore molto elevato è con tutta probabilità dovuto all'ingente numero di assunzioni e stime di cui è vittima l'inventario per tale tecnologia e alla produttività stimata in Bozzi et al. (2013) per il ridimensionamento di *Seabased* per l'Area del Mediterraneo che è probabilmente molto cautelativo. Sono senza dubbio necessari approfondimenti, ulteriori studi e, possibilmente l'ottenimento di dati primari direttamente dalla società produttrice che possano consentire di ricavare risultati più solidi e meglio confrontabili con la letteratura esistente.

4.2.5 Floating Offshore Wind Turbine (FOWT) – Valutazione Emergy

Il riferimento per questa analisi è la turbina eolica *offshore* flottante descritta e studiata i Poujol et al. (2020) per un sito del Mare Mediterraneo. In questo lavoro gli autori hanno eseguito una dettagliata analisi LCA della *wind farm* che verrà installata nel Golfo del Leone, lungo la costa sud della Francia, nell'ambito del progetto *Les Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion*¹⁶. Quello analizzato è un parco eolico programmato per essere realizzato entro la fine del 2021 a circa 16 km al largo di Leucate, comune della regione *Occitanie* e avrà una potenza installata di 24 MW, data da 4 turbine eoliche *offshore* del tipo *semi-submersible floating system* (un esempio è riportato in Figura 18a con un'immagine derivante dal lavoro di Barrera et al., 2019) con potenza unitaria di 6 MW (modello Haliade 150 – Figura 18b¹⁷).

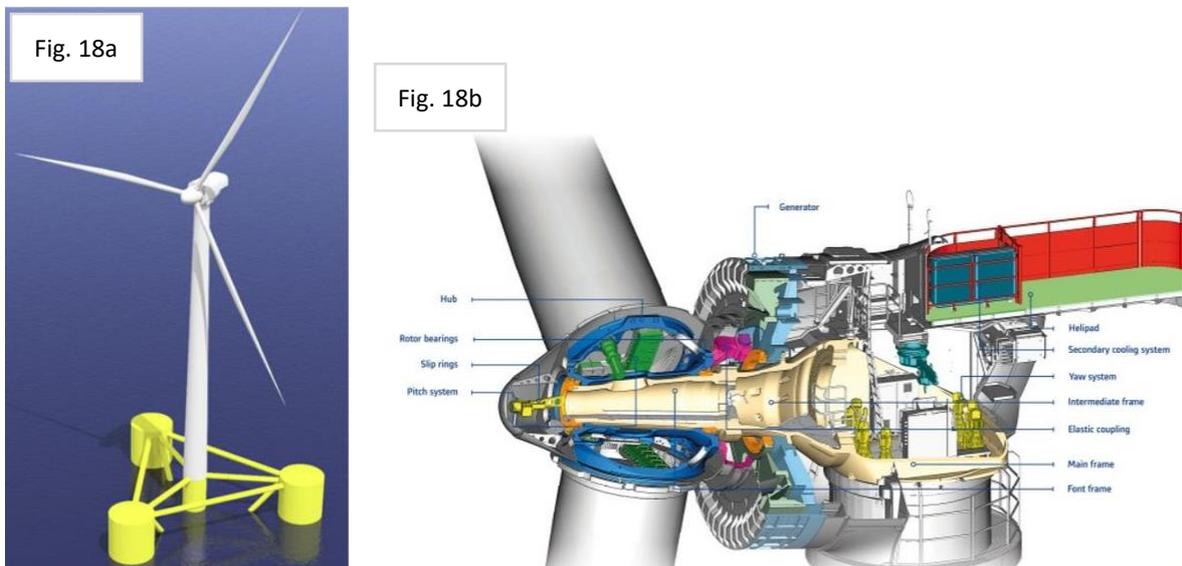


Figura 18a: rappresentazione tridimensionale di una turbina eolica flottante del tipo *semi-submersible*. Figura 18b: spaccato di una turbina eolica, modello Haliade 150-6MW.

Il sistema FOWT in esame è caratterizzato da una la piattaforma *semi-submersible* costituita da tre colonne con piastre di sollevamento e una quarta colonna centrale dove è alloggiata una turbina eolica da 6 MW. Il mantenimento della struttura è assicurato da tre catene di ormeggio fissate al fondale (Barrera et al., 2019; Poujol et al., 2020).

La Turbina Haliade 150-6MW è una turbina eolica a tre pale con un rotore di 150 m di diametro e una potenza nominale di 6 MW. Tale turbina è dotata di un generatore a magneti

¹⁶ <https://info-efgl.fr/>

¹⁷ <https://w3.windfair.net/wind-energy/news/17729-product-pick-of-the-week-alstom-s-haliade-150-6mw-offshore-wind-turbine>

permanenti ad azionamento diretto e tre convertitori identici, che a piena potenza, funzionano a 900 V ciascuno. Tutti i materiali che la costituiscono e i trattamenti di protezione sono specificatamente progettati per ambienti *offshore*¹⁸.

Al fine di rendere le analisi *Emergy* delle tecnologie più facilmente paragonabili confrontabili tra loro si è considerato un arco temporale di 60 anni (che è il *lifetime* delle tecnologie OWC e *overtopping*, più “longeve” rispetto alle altre analizzate, in quanto costituite principalmente da cemento armato); avendo la turbina eolica un *lifetime* di 20 anni (Poujol et al., 2020; Vestas, 2017), i materiali che compongono la struttura che hanno tempo di vita uguale o inferiore a 20 anni vengono sostituiti più volte e risulta come se la turbina eolica venisse installata e smantellata tre volte. Inoltre, rispetto allo studio svolto da Poujol et al. (2020) l’analisi dei cavi sottomarini per la connessione alla Rete Nazionale *onshore*, è stata semplificata, dato che lo studio di Poujol et al. (2020) considera molti altri input riguardo ai cavi elettrici sottomarini, oltre alle materie prime, come l’energia necessaria in fase di installazione dei cavi sul fondale marino. I materiali necessari alla realizzazione dei cavi derivano quindi, come per l’analisi sulla tecnologia *Seabed Based Buoy* dallo studio svolto da Birkeland (2011); mentre il *lifetime* dei cavi viene stimato essere di 60 anni, sulla base di quanto suggerito da Ardelean & Minnebo, (2015).

¹⁸ <https://w3.windfair.net/wind-energy/news/17729-product-pick-of-the-week-alstom-s-haliade-150-6mw-offshore-wind-turbine>

Tabella 21: Valutazione *Emergy* del dispositivo *Floating Offshore Wind Turbine*.

Elemento	Specifica tecnica	Input Unità anno ⁻¹	Unità	UEV sej unità ⁻¹	Emergy sej	%
Fase di costruzione						
Turbina eolica flottante	Acciaio	7,68E+09	g	5,25E+09	4,03E+19	15,7%
	Ferro (Fe)	4,77E+08	g	9,10E+09	4,34E+18	1,7%
	Fibra di vetro	2,45E+08	g	5,97E+09	1,47E+18	0,6%
	Alluminio (Al)	2,15E+08	g	4,10E+09	8,78E+17	0,3%
	Plastica	2,04E+08	g	6,70E+09	1,37E+18	0,5%
	Altri materiali ¹	1,28E+08	g	5,25E+09	6,73E+17	0,3%
	Rame (Cu)	1,03E+08	g	7,43E+10	7,63E+18	3,0%
	Piombo (Pb)	8,85E+07	g	3,64E+11	3,22E+19	12,6%
	Vernice alchidica	2,18E+07	g	1,93E+10	4,20E+17	0,2%
	Legno	1,43E+07	g	1,82E+09	2,59E+16	0,0%
	Zinco (Zn)	2,40E+07	g	5,33E+10	1,28E+18	0,5%
	Resina epossidica ²	3,60E+06	g	6,70E+09	2,41E+16	0,0%
	Cavi elettrici sottomarini	Piombo (Pb)	3,84E+08	g	3,64E+11	1,40E+20
Rame (Cu)		2,93E+08	g	7,43E+10	2,17E+19	8,5%
Polietilene - PE		9,92E+07	g	6,70E+09	6,65E+17	0,3%
Acciaio		6,05E+08	g	5,25E+09	3,17E+18	1,2%
Polipropilene - PP		5,12E+07	g	6,70E+09	3,43E+17	0,1%
Lavoro umano ³					4,71E+18	1,8%
Emergy totale					2,56E+20	
Output - 60 anni		3,89E+15	J	6,71E+04		

Note:

- (1) Dallo studio di Poujol et al. (2020), si evince che la voce "Altri materiali" comprende altre componenti metalliche non specificate; si utilizza quindi la UEV dell'acciaio.
- (2) La UEV per "resina epossidica" viene approssimata a quella della plastica, come effettuato anche in Costa & Agostinho (2017).
- (3) Il lavoro umano in questa analisi deriva dalla media dei valori del lavoro umano riportati negli studi di Dolan (2007) e Riposo (2008), secondo cui, rispettivamente, tale valore rappresenta l'1,5% e il 2,1%.

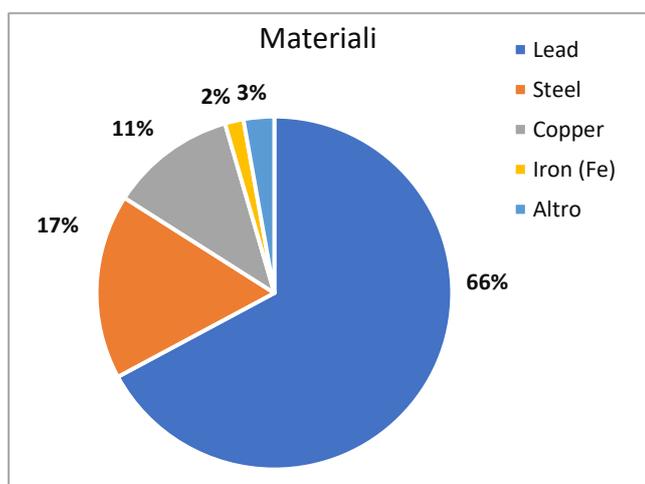


Figura 19: Peso relativo dei differenti materiali sull'*Emergy* totale quantificata per la turbina eolica flottante su un arco temporale di 60 anni.

Quello presentato è il primo studio *emergy* di una turbina eolica flottante e anche la prima valutazione riguardante una turbina eolica *offshore* dimensionata per lo sfruttamento del potenziale energetico eolico del contesto del Mediterraneo.

Come si vede dai risultati in Tabella 21 e dal grafico in Figura 19, quasi la totalità dell'*Emergy* (95,3%) è dovuta all'utilizzo di quattro materiali: piombo (66%), acciaio (17%), rame (11%) e ferro (2%). Il contributo estremamente elevato del piombo, che condiziona in maniera pesante il risultato finale è dovuto principalmente ai grandi quantitativi di questo metallo utilizzato nei cavi elettrici sottomarini (54,5% dell'*Emergy* totale) dove svolge un ruolo fondamentale. Tale elemento, infatti, nei cosiddetti "cavi sottopiombo", assicura la protezione dall'umidità, dalla corrosione e dall'ossidazione e dall'ingresso di idrocarburi; inoltre è caratterizzato da un'altissima resistenza nel tempo¹⁹. L'altro motivo per cui tale elemento ha un peso rilevante sul computo finale è dovuto all'elevata UEV che lo rappresenta ($3,64E+11$ sej/g), molto più alta rispetto a quella degli altri materiali coinvolti nella costruzione di una turbina eolica *offshore*. Come detto anche per la tecnologia *Seabed Based Buoy*, il contributo del piombo e degli altri materiali che costituiscono i cavi di connessione alla rete nazionale *onshore*, potrebbe essere ridotto considerando un intero parco eolico e redistribuendo la "responsabilità" di tali input tra un maggior numero di turbine.

Il valore di UEV trovato per la turbina eolica oggetto di studio ($6,73E+04$ sej/J) risulta comunque perfettamente in linea con quanto presente in letteratura per turbine eoliche sia *onshore* che *offshore* e, più in generale, rispetto ad altri studi riguardanti l'analisi di tecnologie RES, come riportato in Tabella 23 e, più in dettaglio, in Tabella 22; nella seconda viene fatto un focus sugli studi che riguardano esclusivamente l'analisi di turbine eoliche per far apprezzare meglio come il valore quantificato in questa tesi sia concorde con quanto presente nella letteratura esistente.

¹⁹ <https://www.vipi.it/cavi-sottopiombo.html>

Tabella 22: Confronto tra i risultati presenti in letteratura riguardo studi di turbine eoliche, *onshore* o *offshore*, con quanto ottenuto dall'analisi svolta in questa tesi.

References	<i>Emergy sej</i>
Dolan, 2007	7,73E+03
Zhang et al., 2020	9,98E+03
Yang & Chen, 2016	1,77E+04
Costa & Agostinho, 2017	2,11E+04
<i>This study</i>	<i>6,73E+04</i>
Brown & Ulgiati, 2002	7,49E+04
Riposo, 2008	1,21E+05

4.2.6 Stato dell'Arte delle valutazioni *Emergy* per la produzione di energia elettrica da RES

Al fine di comprendere al meglio la valutazione emergetica degli impianti per lo sfruttamento delle *Blue Energy*, è stata svolta un dettagliato stato dell'arte delle principali valutazioni *Emergy* riguardanti lo studio di impianti per lo sfruttamento delle RES; inoltre vengono riportati a confronto, due dei principali lavori che hanno valutato con questa metodologia le fonti energetiche fossili. Nell'ambito della metodologia *Emergy* quello delle *Blue Energy* è un argomento quasi totalmente inesplorato e risultava quindi importante contestualizzare tali analisi.

L'*Emergy*, come detto, è un metodo di analisi energetica che utilizza basi termodinamiche per convertire tutte le forme di energia e materiali di un'unica forma di energia, solitamente la radiazione solare (Odum, 1996). Per questo motivo, la valutazione emergetica di sistemi di produzione di energia è un aspetto di fondamentale importanza della ricerca su tale metodologia; uno dei primi studi di sistemi RES risale infatti al lavoro dello stesso Odum che riportava nel suo "Environmental Accounting" (Odum, 1996) lo studio riguardante la Centrale Elettrica di Marea di *La Rance*, in Francia.

Una quota significativa degli studi presenti in letteratura riguardo i sistemi di produzione di energia elettrica, si concentra su tecnologie tradizionali, come centrali termiche a carbone, petrolio e metano, ma una parte crescente di questi studi riguarda sempre più i sistemi di produzione da RES.

Nella Tabella 23 vengono mostrate le UEV ottenute negli studi analizzati, insieme ad e altri indicatori emergetici che sono stati valutati; l'analisi dei lavori di letteratura si è concentrato principalmente sullo studio di quelle tecnologie che attualmente hanno (e si prevede che avranno nel prossimo futuro) maggior impulso a livello globale, come energia solare, eolica, idroelettrica e oceanica (REN21, 2019).

Tabella 23: Stato dell'arte degli studi *Emergy* riguardanti sistemi di produzione dell'energia da RES; in corsivo sogno segnati, per un confronto, studi riguardanti sistemi per la produzione di energia da fonti tradizionali non rinnovabili come gas, petrolio e carbone.

Sistema di produzione di energia elettrica	Ref. (¹)	UEVs		EYR Y/F	ELR (F+N)/R	%R R/(F+R+N)
		with L&S, sej/J (²)	without L&S, sej/J (²)			
Energia di Marea - <i>La Rance Plant</i>	[a]	2,54E+05	/	15,00	/	/
Geotermico	[a]	2,54E+05	/	/	/	/
Idroelettrico	[a]	2,54E+05	/	0,48	/	/
Eolico	[b]	7,89E+04	7,49E+04	7,47	0,15	86,61%
Eolico (³)	[c]	7,89E+04	/	7,47	0,15	86,61%
Geotermico	[b]	1,87E+05	1,81E+05	4,81	0,44	69,67%
Geotermico (³)	[c]	1,87E+05	/	4,81	0,44	69,67%
Geotermico (⁴)	[c]	2,47E+05	/	1,87	0,90	69,67%
Idroelettrico	[b]	7,92E+04	7,46E+04	7,65	0,45	68,84%
Idroelettrico (³)	[c]	7,92E+04	/	7,65	0,45	68,84%
Metano	[b]	2,16E+05	2,03E+05	6,60	11,78	7,83%
Metano (³)	[c]	2,16E+05	/	6,54	1,791	7,83%
Metano (⁴)	[c]	2,20E+05	/	4,13	12,98	9,30%
Petrolio	[b]	2,54E+05	2,38E+05	4,21	14,24	6,56%
Petrolio (³)	[c]	2,54E+05	/	4,14	4,29	6,56%
Petrolio (⁴)	[c]	2,96E+05	/	2,54	17,52	18,75%
Carbone	[b]	2,17E+05	2,06E+05	5,48	10,37	8,79%
Carbone (³)	[c]	2,17E+05	/	5,35	10,42	8,79%
Carbone (⁴)	[c]	2,59E+05	/	2,49	13,51	23,25%
Fotovoltaico c-Si	[d]	1,74E+05	7,05E+04	1,9	/	/
Fotovoltaico c-Si (⁵)	[d]	1,44E+05	3,56E+04	/	/	/
Fotovoltaico CIS	[d]	1,44E+05	4,09E+04	/	/	/
Fotovoltaico CdTe	[d]	1,52E+05	4,55E+04	1,4	/	/
Fotovoltaico c-Si (⁶)	[d]	1,97E+05	1,74E+05	/	/	/
Solare Termico	[e]	/	2,01E+04	1,19	5,54	15%
Fotovoltaico	[e]	/	1,13E+05	1,03	48,93	2%
Fotovoltaico (⁷)	[e]	/	5,30E+05	/	/	/
Sistemi termici a petrolio	[f]	4,49E+05	4,03E+05	/	/	/
Fotovoltaico CdTe	[f]	1,14E+05	6,26E+04	/	/	/
Sistemi CSP – 'Low' (⁸)	[g]	/	8,12E+04	1,15	/	/
Sistemi CSP – 'Mid' (⁸)	[g]	/	9,03E+04	1,13	0,39	16%

Sistemi CSP – ‘High’ ⁽⁸⁾	[g]	/	9,88E+04	1,11	/	/
Sistemi CSP	[h]	/	8,12E+04	5,06	0,39	/
<i>Tidal Power Plant Saemangeum (KR)</i> ⁽⁹⁾	[i]	2,85E+05	/	5,14	0,24	80,53%
<i>Tidal Power Plant Saemangeum (KR)</i> ⁽¹⁰⁾	[i]	9,70E+05	/	1,31	3,21	/
Energia di Marea, <i>Garolim (KR)</i> ⁽¹¹⁾	[i]	1,52E+05	/	8,59	0,13	/
Energia di Marea, <i>Sihwa (KR)</i> ⁽¹²⁾	[i]	2,56E+05	/	45,29	0,02	/
Energia di Marea, <i>Sihwa (KR)</i> ⁽¹³⁾	[i]	2,70E+05	/	14,24	0,08	/
Eolico	[j]	1,32E+04	/	1,25	4,00	20%
Idroelettrico - <i>SHP System (CH)</i> ⁽¹⁴⁾	[k]	7,58E+04	/	4,4	0,92	52%
Idroelettrico - <i>Pa Mong (TH)</i>	[l]	1,14E+05	/	1,4	3,2	/
Idroelettrico - <i>Chang Khan (TH)</i>	[l]	1,36E+05	/	1,3	3,1	/
Idroelettrico - <i>Multipurpose dam (KR)</i>	[m]	1,90E+05	/	1,9	2,9	/
Idroelettrico - <i>Three Gorges Dam (CH)</i>	[n]	4,25E+05	/	0,73	0,71	/
Eolico	[o]	3,40E+04	1,77E+04	1,17	5,84	14,6%
Eolico	[p]	4,52E+04	2,11E+04	1,21	/	/
Eolico	[q]	7,81E+03	7,73E+03	11,6	0,1	91,3%
Eolico	[r]	1,21E+05	/	10,34	146,52	/
Energia di Marea	[s]	/	2,69E+05	1,52	3,72	21%
Eolico	[t]	9.98E+03	/	/	/	/

Note:

- (1) Tutte le UEV sono state corrette per essere espresse con l'attuale Baseline 12.00E + 24 (Brown & Ulgiati, 2016)
- (2) la sigla L&F sta ad indicare *Labour and Service*, ciò significa che per il calcolo di quella specifica UEV sono stati considerati anche i contributi del lavoro umano e dei sistemi della società che sostengono il sistema oggetto di studio;
- (3) Gli autori hanno tenuto conto anche delle emissioni termiche e chimiche sulla base dei limiti legali;
- (4) Gli autori hanno tenuto conto anche dell'emissione termica e chimica nel rispetto della capacità del background naturale;
- (5) Valutazione con scenario di allocazione economica;
- (6) Questo valore deriva da Ulgiati et al., 1996, studio non disponibile online;
- (7) Gli autori hanno elaborato questo valore da Odum, 1996;
- (8) Nello studio Campbell E., 2013 l'autore ha effettuato una revisione di Zhang et al., 2012 e ha riportato la valutazione utilizzando tre diversi UEV per l'acciaio: 'Low' indica una valutazione svolta con la UEV dell'acciaio derivante da Lan et al., 2003; 'Mid' indica una valutazione svolta utilizzando un valore medio per l'UEV dell'acciaio ripreso da Zhang et al., 2009; 'High' sta per la valutazione effettuata con la UEV dell'acciaio più alta tra quelle calcolate in Zhang et al., 2009;
- (9) Gli autori hanno effettuato la valutazione considerando la diga come già esistente e non contabilizzandola quindi nel calcolo;
- (10) Gli autori hanno effettuato la valutazione non considerando la costruzione della diga;

- (11) Questo studio è derivato dal lavoro "Garolim Tidal Power Generation CO., Ltd. 2008. (GTPG, 2008)", non disponibile online; il valore è però riportato in Kim & Lee, 2012.
- (12) Questo studio è derivato dalla tesi di Ju Y.S., 2006, non disponibile online; gli autori hanno effettuato la valutazione considerando una diga già esistente;
- (13) Studio derivato dalla tesi di Ju Y.S., del 2006; gli autori hanno effettuato la valutazione considerando la costruzione della diga.
- (14) SHP = Small Hydropower system.

Riferimenti Bibliografici (il riferimento completo è disponibile nel capitolo Bibliografia):

^[a] Odum, 1996; ^[b] Brown e Ulgiati, 2002; ^[c] Ulgiati e Brown, 2002; ^[d] Raugei et al., 2007; ^[e] Paoli et al., 2008; ^[f] Brown et al., 2012; ^[g] Campbell E., 2013; ^[h] Zhang et al., 2012; ^[i] Kim e Lee, 2012; ^[j] Yang et al., 2013; ^[k] Zhang et al., 2014; ^[l] Brown & McClanahan, 1996; ^[m] Kang & Park, 2002; ^[n] Yang et al., 2012; ^[o] Yang e Chen, 2016; ^[p] Costa e Agostinho, 2017; ^[q] Dolan, 2007; ^[r] Riposo, 2008; ^[s] Zhang et al., 2018; ^[t] Zhang et al., 2020;

4.3 *Carbon Accounting* di un contesto urbano e politiche per la *Carbon Neutrality*

I lavori che vengono presentati di seguito rientrano nelle attività che sono state svolte nell'ambito del progetto FP7 City-Zen.

L'unica via per cercare di ridurre e arginare la deriva ecologica e climatica causata dal riscaldamento globale è la decarbonizzazione dei sistemi, cioè indirizzare la società verso un modello di sviluppo sempre più svincolato dall'utilizzo delle fonti fossili. Questo può essere portato avanti seguendo sostanzialmente due vie: riducendo il livello dei consumi personali e globali e/o diminuendo l'impatto in termini di emissioni di gas climalteranti dei sistemi di produzione (in primis quello energetico).

Le città sono, e saranno sempre più nei prossimi decenni, i principali *hub* dei consumi e degli impatti della società umana, dei veri e propri "ecosistemi" energivori su cui si dovrà concentrare la ricerca e l'azione di politiche di varia scala. Attualmente a livello globale 1,7 miliardi di persone (il 23% della popolazione mondiale) vive in città con più di un milione di abitanti (UN. Population Division, 2018); il 55,3% della popolazione vive in un contesto urbano (nelle regioni più sviluppate tale valore sale al 78,7%) e si prevede che tali percentuali saliranno al 60,4% (81,4%) nel 2030 e 68,4% (86,6%) al 2050 (UN, 2019). Le aree urbane rappresentano il 65-70% dei consumi energetici globali (IRENA, 2018b; Pulselli et al., 2019b), e risultano essere responsabili del 70-75% delle emissioni totali di GHGs (Murakami et al., 2020; Pulselli et al., 2019b). I contesti urbani sono quindi dei fondamentali *driver* per le emissioni di gas serra e possono giocare un ruolo chiave nella mitigazione dei cambiamenti climatici (Creutzig et al., 2016). Le città e i contesti urbani in generale e, in particolare la costruzione e la ristrutturazione degli edifici sono tra i punti nodali individuati dalla UE nel *Green Deal* che ritiene questo settore un cardine imprescindibile per la mitigazione dei cambiamenti e auspica "un'ondata di ristrutturazioni" degli edifici, così da aumentarne l'efficienza sul piano energetico (COM (2019) 640).

Conoscere i sistemi, studiarli ed analizzarli è condizione irrinunciabile per modificarli e migliorarli. Su questo principio e sulla consapevolezza dell'importanza strategica delle città come volano per una transizione "verde" si è basato il progetto City-Zen.

City-Zen è stato un progetto (marzo 2013 – febbraio 2019) del programma di finanziamenti *Seventh Framework Programme* (FP7) e afferente alla call *Energy-Smartcities-2007-2013*. Si è

trattato di un grande progetto da oltre 42 milioni di euro di budget che ha coinvolto 23 partner, tra cui l'Università degli Studi di Siena, nella figura del gruppo di ricerca *Ecodynamics Group*. Lo scopo primario di City-Zen è stato quello di pensare e progettare la città del futuro con l'obiettivo di realizzare dei modelli di collaborazione più efficaci e una metodologia nuova per lo sviluppo di città intelligenti; favorire connessioni con l'industria e le imprese così da creare nuove tecnologie al servizio delle città del futuro; mostrare alla società degli ambiziosi, ma concreti progetti pilota realmente realizzabili grazie anche al fondamentale contributo dei cittadini. Nel corso del progetto sono stati sviluppati due siti pilota ad Amsterdam e Grenoble che hanno incluso l'ammodernamento di 105.000 m² di abitazioni per ottenere case con consumi di 53 kWh/m² e risparmi energetici nell'ordine dell'80%; inoltre è stato previsto lo sviluppo reti energetiche intelligenti completamente funzionali; siti dimostrativi per lo stoccaggio dell'energia, sistemi per la riduzione dei consumi da condizionamento e miglioramento dell'efficienza dei sistemi di teleriscaldamento.

Ecodynamics Group è stato coinvolto nello sviluppo metodologico (*Work Package 4 – WP4*) e nelle attività di disseminazione che si sono svolte in numerose città europee (*WP9*). Nell'ambito del *WP4* (*Task T2*), ha contribuito alla definizione di linee guida generali per l'adeguamento energetico dei contesti urbani attraverso una pianificazione energetica integrata. È stato sviluppato un *framework* per la contabilità del carbonio che fornisce informazioni chiare ed esplicite sullo stato attuale delle emissioni di carbonio, risultando come base conoscitiva per la progettazione e l'attuazione di pianificazioni territoriali in un'ottica partecipativa. Tale metodologia (riportata dettagliatamente in Pulselli et al., 2019b) è stata testata insieme ai partner di progetto di *TU Delft* (NL), *Queen's University of Belfast* (UK), *University of Central Lancashire* (UK) e *Vito* (BE) durante i *roadshow* del progetto e ha ottenuto buone risposte e feedback da parte degli stakeholder che hanno preso parte agli eventi ²⁰ (City-Zen - Smartcity, 2019).

I City-Zen Roadshow sono stati degli eventi di studio, progettazione e pianificazione che si svolgevano in cinque giorni, durante i quali un team di esperti si riuniva in una città europea per studiare uno specifico quartiere. L'obiettivo finale del *roadshow* era quello di progettare soluzioni che permettessero di rendere il quartiere sostenibile, smart e *carbon neutral*. La

²⁰ <http://www.cityzen-smartcity.eu/>; <https://cordis.europa.eu/project/id/608702/it>; <http://www.ecodynamics.unisi.it/?p=1160>

struttura era più o meno la medesima: il primo giorno veniva svolta una presentazione del progetto e delle attività che si sarebbero svolte davanti a una platea di stakeholder locali, come amministrazioni e cittadini; seguivano tre giorni di intense attività tra *field visit* del quartiere, sessioni di lavoro in team costituiti da esperti di pianificazioni, architettura, urbanistica, energie rinnovabili, contabilizzazione di gas serra ecc; l'ultimo giorno il lavoro dei vari team veniva raggruppato, armonizzato e presentato durante la conferenza finale alle amministrazioni locali, cittadini, imprese e vari altri *stakeholder*.

Caratteristiche nodali di questi workshop erano: la velocità di realizzazione; una visione sistemica e di ampio respiro che permettesse di mettere insieme esperti con background differenti per dar vita a soluzioni innovative e, spesso, all'avanguardia; l'importanza di lavorare a stretto contatto, con ritmi serrati e cercando di favorire una *cross-fertilization* tra i componenti dei team. Altri due aspetti chiave dei roadshow sono stati il coinvolgimento di studenti universitari e la comunicazione, vero e proprio volano per far sì che le soluzioni ipotizzate potessero essere, oltre che concrete e realizzabili, anche facilmente visualizzabili dalla platea a cui venivano presentate²¹ (Pulselli et al., 2018).

4.3.1 *Carbon Accounting* di un quartiere: *Seville*

Un'applicazione completa di questa metodologia ad un contesto che riguardasse l'implementazione delle *Blue Energy* non è stata ancora possibile; di conseguenza viene di seguito presentato lo studio che è stato svolto durante il *roadshow* del progetto City-Zen condotto a Siviglia dal 20 al 24 novembre 2017 per presentare in dettaglio il concept alla base di tale framework.

Il contributo di *Ecodynamics Group* nei *roadshow* è consistito nella realizzazione del *Carbon Accounting* del quartiere oggetto di studio, con l'obiettivo di individuare una serie di misure compensative per il raggiungimento della *Carbon Neutrality* del quartiere in un orizzonte temporale 2030-2050 (Pulselli et al., 2019b).

Il sito oggetto di studio è stato il quartiere *Barrio Tiro de Línea*, nel Distretto *Sur* di Siviglia, città della regione spagnola dell'Andalusia. Il quartiere è stato studiato e analizzato tramite una raccolta di informazioni sia di tipo *bottom-up* che *top-down*, mediante, sia interviste dirette ad alcuni cittadini che l'utilizzo di report locali, nazionali e a carattere europeo.

²¹ <http://www.cityzen-smartcity.eu/>

Come riportato al paragrafo 3.3, l'EF dell'elettricità è stato calcolato valutando il mix energetico della regione dell'Andalusia rappresentato da un 61,3% di energia prodotta da termoelettrico e il 38,7% da fonti energetiche rinnovabili. Come mostrato in Tabella 24, l'EF per l'elettricità in Andalusia, al tempo del roadshow è risultato essere 0,431 kg CO₂eq/kWh (Pulselli et al., 2018).

Tabella 24: calcolo dell'*Emission Factors* dell'elettricità della Regione Andalusia.

Elementi	EF kg CO ₂ /kWh	Dati kWh	%	Emissioni GHG kg CO ₂ eq/yr
Domanda Elettrica		4,11E+10		
Produzione elettrica		3,42E+10	100,0%	
Import	0,578	6,88E+09	20,1%	3,97E+09
Termoelettrico		2,10E+10	61,3%	1,46E+10
Gas naturale	0,443	1,19E+10	34,8%	5,28E+09
Carbone	1,050	8,83E+09	25,8%	9,28E+09
Rinnovabili		1,32E+10	38,7%	1,88E+08
Solare termico	0,013	2,44E+09	7,1%	3,17E+07
Solare PV	0,032	1,51E+09	4,4%	4,82E+07
Vento	0,010	7,07E+09	20,7%	7,07E+07
Idroelettrico	0,012	7,30E+08	2,1%	8,76E+06
Biomassa e biogas	0,020	1,48E+09	4,3%	2,90E+07
Totale	0,431	3,42E+10		1,47E+10

Per permettere il confronto con gli studi sviluppati nelle altre città d'Europa e per facilitare la progettazione e la pianificazione delle politiche, molte delle quali partono proprio dall'ottimizzazione e dalla riduzione dei consumi casalinghi, è stata definita la casa tipica del Distretto *Sur*. Considerando il numero di abitanti per abitazione (2,6 nel Distretto *Sur*), i consumi energetici (si veda Tabella 25), la mobilità (ogni famiglia del distretto possiede in media 1,23 auto), la produzione di rifiuti (443 kg/anno per ogni abitante in Spagna) e la loro gestione e i consumi idrici (112 l/giorno per capita all'anno a Siviglia) è risultato che il totale di emissioni per la casa tipica del Distretto *Sur* è di 4,99 t CO₂eq/anno (Pulselli et al., 2018), inferiore rispetto ad una tipica abitazione europea che ammonta a 6,93 t CO₂eq/anno (Pulselli et al., 2019b).

Tabella 25: stima delle emissioni per una singola abitazione del distretto *Sur* della città di Siviglia.

Fonti di emissione	Dati	Unità	EF kg CO ₂ eq/unità	CF kg CO ₂ eq	% CF %
Consumi abitazione	6599	kWh		2780	55,7%
Riscaldamento (gas naturale)	233	kWh	0,252	59	1,2%
Riscaldamento (diesel)	123	kWh	0,281	35	0,7%
Riscaldamento (GPL)	438	kWh	0,263	115	2,3%
Riscaldamento (biomassa + solare)	400	kWh	0	0	0,0%
DHW (gas naturale) ¹	224	kWh	0,252	56	1,1%
DHW (diesel) ¹	118	kWh	0,281	33	0,7%
DHW (LPG) ¹	421	kWh	0,263	111	2,2%
DHW (biomassa + solare) ¹	385	kWh	0	0	0,0%
Elettricità (refrigerazione)	3151	kWh	0,557	1755	35,2%
Elettricità (illuminazione ed elettrodomestici)	1107	kWh	0,557	617	12,4%
Trasporto (diesel)	11,074	km	0,169	1872	37,5%
Rifiuti (443 kg/cap/anno)	1136	t		278	5,6%
Discarica (17,9%)	203	t	1,16	236	4,7%
Termovalorizzatore (0,4%)	5	t	0,652	3	0,1%
Compostaggio (37,9%)	431	t	0,091	39	0,8%
Riciclo (44,2%)	502	t	0	0	0,0%
Acqua (112 l/cap/giorno)	105	m ³	0,585	61	1,2%
TOTALE				4991	100,0%

Note:

(1) DHW = *Domestic Hot Water*.

Per rendere i risultati ottenuti più facilmente comprensibili anche ai non addetti ai lavori, le emissioni di CO₂eq vengono convertite in un valore di territorio equivalente, necessario per l'assorbimento delle emissioni di gas serra dell'abitazione. Con tale ragionamento, risulta che una singola casa del Distretto *Sur* necessiterebbe di un'area boscata ampia 0,37 ha per permettere il naturale riassorbimento della CO₂eq, che corrisponde alle misure di un campo di calcio professionale (la cui area misura circa 0,40 ha). Partendo dalla *carbon footprint* di un'abitazione e sapendo che il quartiere *Tiro de Línea* è costituito da 5364 nuclei familiari, si può calcolare che le emissioni accreditabili al *barrio* ammontano a 26.770 t CO₂eq/anno, che corrispondono a 1983 ha di foresta equivalente necessaria per il loro assorbimento. Questa quantità può essere rappresentata graficamente come in Figura 20, mediante l'utilizzo di quadrati aventi area di 25 ha, raffigurati in scala rispetto alle dimensioni del *Barrio Tiro de Línea*. Come riportato nella legenda, ogni colore corrisponde al contributo delle cinque

categorie di impatto considerate: consumi dell'abitazione (suddivisi tra elettricità e gas per il riscaldamento), mobilità, gestione dei rifiuti e delle acque reflue.

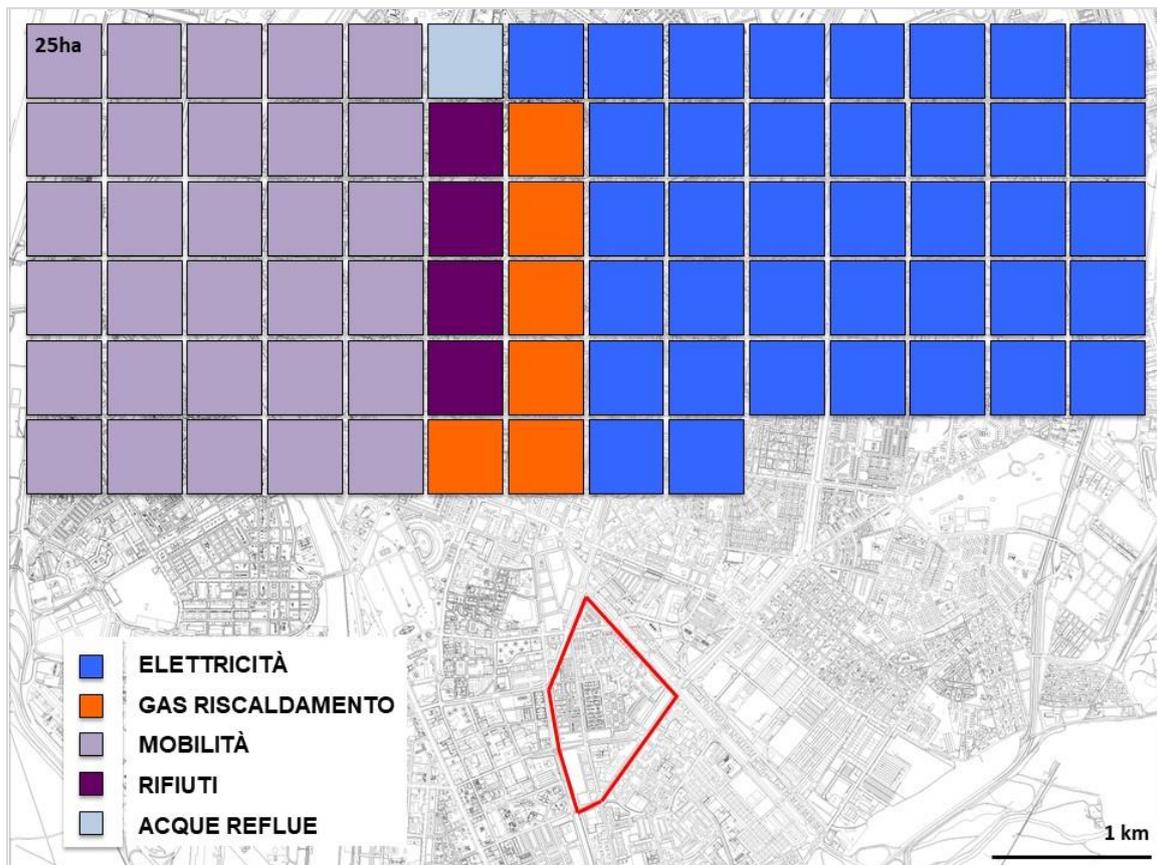


Figura 20: rappresentazione grafica dell'area di foresta equivalente che sarebbe necessaria per assorbire le emissioni di CO₂eq imputata al quartiere *Tiro de Línea* (racchiuso all'interno della sagoma rossa). Ogni quadrato ha un'area di 25 ha e i diversi colori dei quadrati, come indicato in legenda, rappresentano i contributi al totale delle emissioni di CO₂eq derivante da ognuna delle quattro categorie di impatto analizzate nello studio: elettricità, gas per il riscaldamento, mobilità, gestione dei rifiuti e gestione delle acque reflue.

Durante i *Roadshow*, in parallelo al lavoro di contabilizzazione delle emissioni di gas serra del quartiere, la restante parte del team individuava tutta una serie di soluzioni applicabili a varia scala (abitazione – condominio – isolato – strada – quartiere) con possibilità di implementazione nel breve, medio e lungo periodo, che permettessero all'area di studio di divenire *carbon neutral*, oltre che maggiormente a misura d'uomo, smart e salubre per i cittadini. Sempre nell'ottica di una più facile ed efficace comunicazione, queste soluzioni venivano rappresentate mediante disegni, schizzi, suggestioni che permettessero di immaginare il quartiere del futuro (Figure 21a-d).

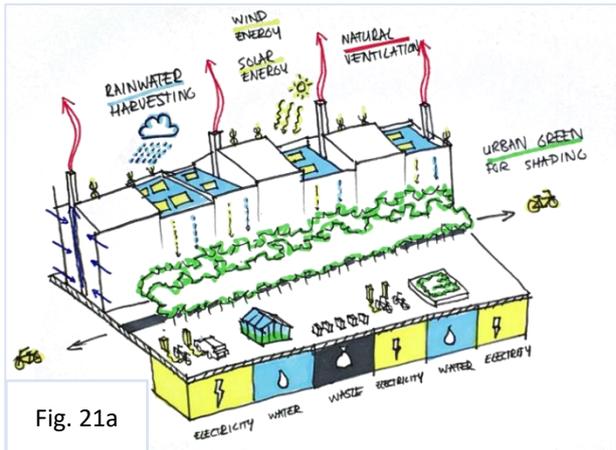


Fig. 21a

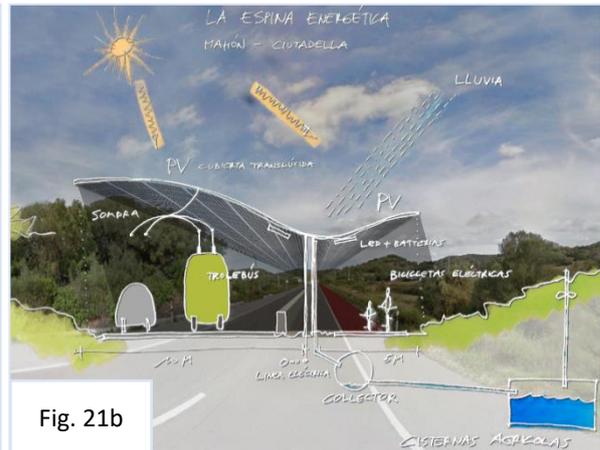


Fig. 21b

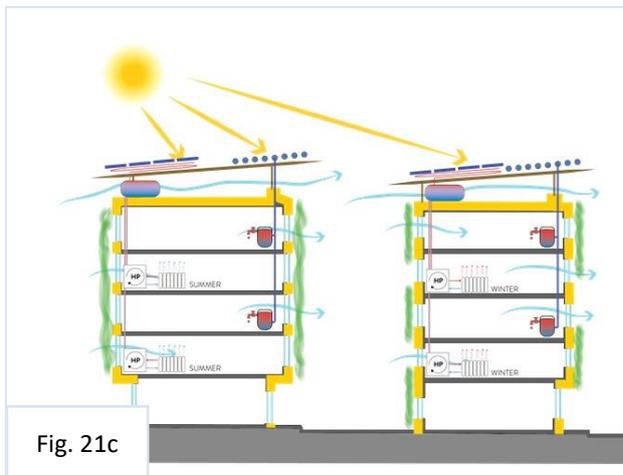


Fig. 21c



Fig. 21d

Figura 21 a-d: rappresentazioni, schizzi, disegni, suggestioni per la visualizzazione del quartiere del futuro realizzate dal prof. Andy van den Dobbelsteen della *Delft University of Technology* e dal prof. Greg Keefe e dagli studenti della *Queen's University of Delft*.

Nel corso degli studi sviluppati nell'ambito dei *City-Zen Roadshow* sono state individuate almeno 25 possibili misure compensative per ognuna delle quali sono state definite delle equazioni per il calcolo del contributo in termini di riduzione delle emissioni di CO₂eq in seguito ad una loro implementazione. Tali misure compensative sono argomento del lavoro Pulselli et al., 2019b e di seguito viene riportato un elenco semplificato di tutte le misure individuate, suddivise per aree tematiche:

- Set di azioni: Risparmio energetico all'interno dell'abitazione:

- 1) Ombreggiatura e ventilazione passiva;
- 2) Mitigazione dell'effetto Isola di Calore Urbana (*UHI - Urban Heat Island*);
- 3) Riqualificazione e ammodernamento dell'edificio e uso della domotica;
- 4) Sostituzione delle lampade tradizionali con quelle al led;
- 5) Cambiamento dei comportamenti individuali (es. utilizzo di multiprese con interruttore di spegnimento, risparmio nei consumi elettrici, ecc.);

- Set di azioni: produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili:

6) Pannelli fotovoltaici;

7) Turbine eoliche;

8) Impianti mini-idroelettrico;

9) Collettori per solare termico;

10) Pannelli termo-fotovoltaico;

11) Pompe di calore basate su fonti rinnovabili;

12) Utilizzo di biomassa per la cogenerazione di energia;

13) Reti di teleriscaldamento (fonti rinnovabili integrate);

14) Reti elettriche a scala ridotta (fonti rinnovabili integrate);

15) Transizione ai sistemi elettrici;

- Set di azioni: mobilità sostenibile:

16) Produzione di biorcarburanti;

17) Lavoro da remoto e utilizzo della bicicletta o dei piedi per andare al lavoro/scuola;

18) *Car pooling*;

19) Trasporto pubblico;

20) Transizione alla mobilità elettrica;

- Set di azioni: gestione dei rifiuti:

21) Riduzione dei rifiuti e incremento della raccolta differenziata;

22) Riduzione della frazione di rifiuti conferito in discarica;

23) Produzione di energia elettrica da rifiuto;

- Set di azioni: gestione delle acque reflue e *Carbon uptake* tramite la creazione di ecosistemi urbani:

24) Riduzione dell'uso dell'acqua e raccolta ed utilizzo delle acque piovane

25) *Carbon uptake* mediante la creazione di aree verdi.

Sempre nell’ottica di una più facile e immediata comunicazione e diffusione dei risultati, durante i roadshow è stato usato un espediente “ludico” per raccontare gli effetti, in termini di emissioni evitate, dovuti all’adozione di diverse misure di compensazione (Figura 22). Ogni nuova misura, come nel gioco Pac-Man, “mangia” una quantità di quadrati di foresta equivalente, corrispondente alla quota di emissioni di CO₂eq evitate. In questo caso specifico sono state selezionate 14 misure, tra le 25 illustrate sopra, che riguardano risparmio energetico, produzione di energia rinnovabile o assorbimento delle emissioni rimanenti. Alcune misure (come, ad esempio, l’utilizzo di pompe di calore o il passaggio alla mobilità elettrica), possono ridurre le emissioni da utilizzo di carburante o gas, ma aumentare la quota di utilizzo dell’energia elettrica; queste situazioni vengono visualizzate con l’aumento dei quadrati di foresta che rappresentano l’energia elettrica (in blu nell’immagine) e con la comparsa del “fantasma”, acerrimo nemico che Pac-Man vuole mangiare e dal quale deve difendersi.

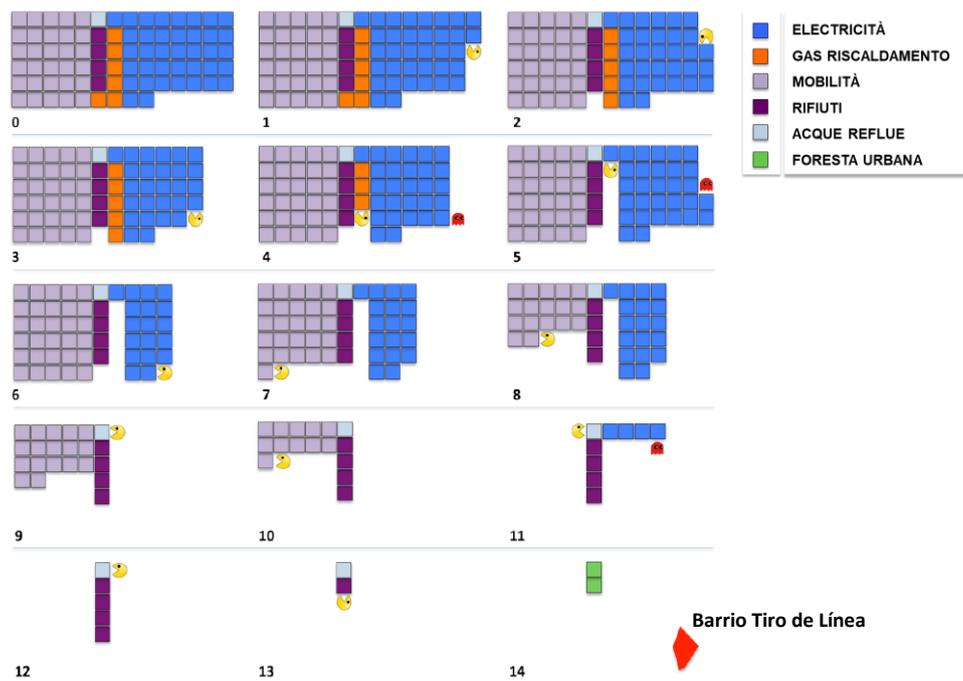


Figura 22: rappresentazione grafica dell’effetto dato dall’adozione di diverse misure di compensazione. Ogni quadrato rappresenta un’area di 25 ha di foresta equivalente che sarebbe necessaria per assorbire le emissioni del quartiere oggetto di studio. I quadrati verdi rappresentano la parte di emissioni che rimane, nonostante l’adozione delle 13 misure di compensazione. La sagoma rossa rappresenta il quartiere oggetto di studio, in scala rispetto all’area di foresta equivalente necessaria. I numeri rappresentano le misure di compensazione, elencate di seguito: 1) sistemi passivi; 2) isolamento termico (*retrofitting* delle facciate); 3) cambiamento dei comportamenti individuali; 4) pompe di calore (a scala di singola abitazione); 5) pompe di calore (a scala di quartiere); 6) pannelli fotovoltaici; 7) *bike sharing* elettrico; 8) uso della bicicletta per lavoro/scuola; 9) pannelli fotovoltaici (a livello di quartiere); 10) utilizzo del tram; 11) transizione alla mobilità elettrica; 12) impianti RES a

scala di isolato o strada; 13) aumento della raccolta differenziata; 14) foresta urbana per compensazione delle emissioni rimanenti.

Tabella 26: Elenco delle misure compensative ipotizzate per il Distretto *Sur* di Siviglia ed effetto per singola misura.

n	Misura compensativa	Estensione %	Effetto atteso	Riduzione della CF t CO ₂ eq
1	Sistemi passivi (verde urbano, ombreggiatura, vernici a bassa emissione)	20% h.h.	- 50% energia per refrigerazione (-1.700 MWh _e)	-941,4
2	Insolazione termica (<i>retrofitting</i> di tetti e facciate)	30% h.h.	- 50% energia per refrigerazione (-2.500 MWh _e) - 75% energia per il riscaldamento (-1.500 MWh)	-1412 -215,5
3	Cambiamento dei comportamenti individuali (risparmio energetico; ad esempio: utilizzo di luci al LED, elettrodomestici efficienti)	80% h.h.	-50% elettricità per luci ed elettrodomestici (-2.400 MWh _e)	-1323
4	Pompe di calore (a scala di singola abitazione)	30% h.h.	-75% energia per il riscaldamento (1.500 MWh) -75% DHW (-1.400 MWh) + utilizzo di energia elettrica (+710 MWh _e)	-251,6 -241,6 +396,6
5	Pompe di calore (a scala di quartiere)	60% h.h.	-75% energia per il riscaldamento (2.900 MWh) -75% DHW (-2.800 MWh) + utilizzo di energia elettrica: +1.400 MWh _e	-502,9 -483,2 +793,8
6	Pannelli fotovoltaici (a scala condominiale)	35% h.h.	-100% domanda elettrica da R.N. (8.000 MWh _e prodotti)	-4452,3
7	Bike sharing elettrico	-15% p.c.	-100% carburante + utilizzo di energia elettrica per mobilità elettrica: +270 MWh _e	-1505,9 +148,8
8	Utilizzo della bicicletta per andare a lavoro/scuola	-30% p.c.	-100% carburante	-3011,7
9	Pannelli fotovoltaici (a scala di quartiere)	40% h.h.	-100% domanda elettrica da R.N. (10.000 MWh _e prodotti)	-5861,8
10	Utilizzo del Tram elettrico (a scala di distretto <i>Sur</i>)	-20% p.c.	-100% carburante	-2007,8
11	Transizione alla mobilità elettrica	38% e.c.	-100% carburante + utilizzo di energia elettrica per mobilità elettrica: +2.200 MWh _e	-2558

12	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a scala di isolato o strada (tettoie con pannelli fotovoltaici)	/	+2.400 MWh _e prodotti	-1323
13	Incremento della raccolta differenziata	100% h.h.	-80% conferimento in discarica	-1011,5
14	Riforestazione urbana	/	71 ha di foresta	

Note:

MWh_e = MWh da elettricità.

h.h. = Households.

p.c. = *private car use*; auto private utilizzate.

e.c. = *electric car*; automobili elettriche

R.N. = Rete Nazionale.

Come ricordato, questo studio non ha coinvolto le Blue Energy, ma si tratta di un *framework* molto adattabile che può essere facilmente adeguato e riformulato per comprendere il contributo che queste tecnologie possono dare al raggiungimento della *Carbon Neutrality* e un livello di maggior sostenibilità di un contesto urbano costiero o insulare.

Tale *modus operandi* è infatti base concettuale e costituisce la falsariga teorica per l'ideazione e la formulazione degli strumenti operativi e pianificatori dei due progetti riguardanti le *Blue Energy* e riportati in questo lavoro di tesi: i *Pilot Project* di MAESTRALE e i Lab di BLUE DEAL.

Dall'elenco delle misure compensative riportato sopra, appare evidente che le *Blue Energy* possono diventarne parte integrante in un adattamento a un contesto marittimo; ad esempio il set di azioni "produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili" è contenitore ottimale per l'inserimento del contributo dato dai dispositivi per lo sfruttamento delle BE; anche il set di azioni "mobilità sostenibile" può riguardare le BE, attraverso la produzione di biocarburanti a partire da micro e macroalghe.

Quello delle BE è un settore ancora poco conosciuto, con grandi potenzialità e alcune criticità che dovranno essere risolte e semplificate nei prossimi anni per favorirne lo sviluppo. Si tratta di tecnologie su cui c'è molto fervore nel campo della ricerca e della loro implementazione, ma un aspetto fondamentale da tenere presente è il loro inserimento armonico e sostenibile in un contesto, quello marino, altamente fragile.

Questa tesi si pone quindi come punto di connessione tra diversi studi sull'impatto ambientale in termini di risorse consumate e di emissioni di gas ad effetto serra che possono avere le *Blue Energy* e di come queste tecnologie possono contribuire alla riqualificazione e la "rinascita" in un'ottica più green e sostenibile di realtà costiere. La linea tracciata da questo lavoro e il

tentativo di osservare le *Blue Energy* in maniera sistemica e omnicomprensiva, sarà poi obiettivo finale dei Lab del progetto BLUE DEAL che si concluderà nel giugno del 2022.

La presentazione e la discussione in questo contesto del lavoro che è stato svolto a Siviglia mostrano come sia possibile approcciare un territorio, studiarne in pochi giorni peculiarità, caratteristiche, difetti e potenzialità su cui fare perno per dar vita ad un costruttivo cambiamento del contesto urbano studiato. Lo studio del territorio è via imprescindibile per la sua piena comprensione e per il suo stesso rispetto e permette di valorizzarlo, nonché migliorarlo. Nel caso delle *Blue Energy* la loro implementazione non può non passare da uno studio del contesto in cui andranno ad inserirsi e l'approccio ideato e sperimentato con i *City-Zen Roadshow* consente di porre le basi conoscitive per calibrare sull'area di studio localizzazione, dimensionamento, numero e design delle tecnologie che potrebbero aiutare un territorio costiero o insulare ad ottenere una maggior indipendenza energetica e, nel medio-lungo periodo raggiungere lo stato di *Carbon Neutrality*.

Questo *framework* costituisce quindi le fondamenta su cui si reggono e si sviluppano le attività di studio e ricerca in ambito *Blue Energy* nel contesto dei progetti Interreg-MED MAESTRALE e BLUE DEAL. Di seguito vengono riportati alcuni degli *step* e dei tasselli finora raggiunti dai lavori svolti nell'ambito di questi due progetti, attraverso la presentazione di alcune delle attività svolte nel corso del *Blue Energy Lab* (BEL) di MAESTRALE; questi hanno gettato le basi per i successivi Lab di BLUE DEAL che mirano ad una vera e propria pianificazione territoriale a tema Blu per aree costiere e insulari del Mediterraneo. Forte è lo sforzo nell'approcciarsi a territori reali, andando a adattare e sperimentare le tecnologie per lo sfruttamento delle *Marine Renewable Energy* a realtà concrete, affrontando le problematiche che possono essere riscontrate in un vero contesto urbano costiero, ricercando al contempo i punti di forza da evidenziare e promuovere.

4.3.2 I *Pilot project* del progetto MAESTRALE – approccio ai territori per l’implementazione delle *Blue Energy* e valutazione preliminare della loro sostenibilità

Il primo tentativo di approcciare le *Blue Energy* e un loro inserimento in un contesto territoriale reale è avvenuto nel corso dei *Blue Energy Lab* (BEL) e dei successivi *Pilot Project* del progetto Interreg-MED MAESTRALE, in questa occasione è stato anche possibile applicare in maniera preliminare il *framework* delineato nel corso dei *City-Zen Roadshow*.

MAESTRALE è stato un progetto Interreg-MED, co-finanziato dall’*European Regional Development Fund* (ERDF), un fondo regionale della Commissione Europea che ha lo scopo di favorire e promuovere progetti di innovazione e ricerca che vadano a sostenere le piccole e medie imprese (*SMEs*) e le politiche rivolte ad un’economia *low carbon* e alla riduzione, quindi delle emissioni di gas serra²². Interreg consiste in una serie di programmi di finanziamento volti a stimolare e incentivare la cooperazione tra regioni all’interno e al di fuori dell’Unione Europea; tali programmi mirano ad aiutare i governi regionali e locali in tutta Europa in modo da raggiungere e sviluppare politiche migliori, un maggior livello di organizzazione, di cooperazione nell’ottica di un futuro più sostenibile e di minor impatto sul clima e l’ambiente. Tra i programmi Interreg ne esiste uno specifico per l’Area MED che ad oggi ha sostenuto oltre 100 progetti con più di 700 *stakeholder* coinvolti e oltre 130 milioni di euro già spesi. Gli obiettivi di Interreg-MED identificano quattro *Priority Axis: Innovation, Low-carbon Economy, Natural and Cultural Resources e Governance*. All’interno del *Priority Axis 1*, che ha lo scopo di promuovere le capacità di innovazione del Mediterraneo al fine di sviluppare uno sviluppo intelligente e sostenibile, sono riportate 3 tematiche, una delle quali riguarda la *Blue Growth* (la cosiddetta “crescita blu”) con l’obiettivo di rafforzare un lavoro congiunto, le connessioni e le collaborazioni tra Paesi del Mediterraneo allo scopo di creare soluzioni innovative per uno sfruttamento sostenibile e produttivo del mare, anche dal punto di vista energetico²³.

MAESTRALE rientra in quest’ultima tematica dell’Asse Prioritario 1 ed è stato un progetto il cui scopo era quello di porre le basi per una strategia di sviluppo delle *Blue Energy* nell’area del Mar Mediterraneo a partire dalla condivisione di conoscenze e competenze tra centri di

²² https://ec.europa.eu/regional_policy/en/funding/erdf/

²³ <https://www.interregeurope.eu/> ; <https://interreg-med.eu/>

ricerca, università, amministrazioni locali e nazionali, aziende, cittadini ed esperti a vari livelli al fine di promuovere azioni concrete ed investimenti nella *Blue Growth* ²⁴. Lo sfruttamento di mari e oceani è uno dei principali motori economici dell'Europa con un grandissimo potenziale di crescita, basti pensare che ad oggi la *Blue Economy* assicura più di 5,4 milioni di posti di lavoro generando un valore economico di oltre 500 miliardi di euro l'anno. Molti aspetti di questa economia possono e devono essere migliorati e rafforzati e c'è un ampio margine di manovra in numerosi settori ancora poco sviluppati, ma che presentano grandi potenziali; tra questi la Commissione Europea concentra le proprie energie e i propri fondi sulle seguenti: l'acquacoltura, il turismo costiero, le biotecnologie marine, l'*ocean energy* e le miniere sul fondale marino²⁵.

MAESTRALE ha avuto una durata di 36 mesi, è stato coordinato dall'Università di Siena, nella figura del gruppo di ricerca *Ecodynamics Group* e presentava un partenariato costituito da 11 partner provenienti da 8 nazioni differenti.

L'obiettivo generale del progetto era di promuovere lo sviluppo delle *Blue Energy* nell'area del Mediterraneo come settore chiave per la crescita sostenibile e promuovere la creazione e il networking transnazionale di cluster innovativi. Nel Mediterraneo tali tecnologie sono ancora poco implementate, nonostante sia cospicua la ricerca di atenei e aziende in questo settore. MAESTRALE mirava quindi a creare le condizioni preliminari necessarie per sfruttare al meglio le MRE, preservando i valori ambientali e culturali dell'area MED. Questo progetto ha contribuito a rafforzare la cooperazione tra autorità pubbliche, enti di ricerca, imprese e società civile, nonché a fortificare le connessioni sia a livello regionale che transnazionale. Ha promosso la conoscenza e il trasferimento tecnologico necessari per migliorare le capacità di innovazione e la competitività, attraverso la promozione di approccio interdisciplinare²⁶.

Nel corso del progetto è stata svolta una serie di laboratori, chiamati BEL, allo scopo di ipotizzare e testare l'installazione di strutture operative nell'area del Mediterraneo attraverso un processo partecipativo di tutti gli stakeholder interessati, come imprenditori, amministrazioni, istituti di ricerca e cittadini, al fine di aumentare la consapevolezza dei

²⁴ <http://www.ecodynamics.unisi.it/?p=1670>;

<https://maestrale.interreg-med.eu/>

²⁵ https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/blue_growth_en

²⁶ <https://maestrale.interreg-med.eu/>

soggetti locali, agevolare l'accettabilità sociale, ridurre l'incertezza e aumentare le capacità di innovazione e la competitività locale. Ogni partner di progetto ha svolto 2 BEL nella propria regione di competenza, per un totale di 20 laboratori che hanno permesso di ipotizzare l'installazione di un'ampia varietà di differenti soluzioni²⁷. Il prodotto finale che è derivato dallo svolgimento dei BEL sono i *Pilot Project*: ogni partner mediante i BEL ha individuato i siti che ha ritenuto essere maggiormente idonei per sperimentare la fattibilità dell'installazione di impianti per lo sfruttamento delle Blue Energy, allo scopo di rendere il sito oggetto di studio indipendente a livello energetico (o di assicurare, comunque, un importante contributo delle BE nel processo di riduzione delle emissioni del settore energetico).

UNISI ha individuato come siti sperimentali l'Isola del Giglio (in particolare Giglio Porto) e la Marina di Punta Ala, entrambe in provincia di Grosseto; qui verrà presentato, a titolo di esempio, lo studio svolto per l'Isola del Giglio.

- [L'Isola del Giglio come sito pilota per l'implementazione delle Blue Energy in Area MED](#)

Per la definizione delle tecnologie più idonee per un'eventuale installazione nei due siti sperimentali sono state effettuate una serie di valutazioni preliminari che hanno riguardato sia aspetti puramente tecnici, come i potenziali energetici e la batimetria, ma anche aspetti non tecnici come i vincoli legislativi esistenti, sia a livello nazionale che locale.

a) I potenziali energetici

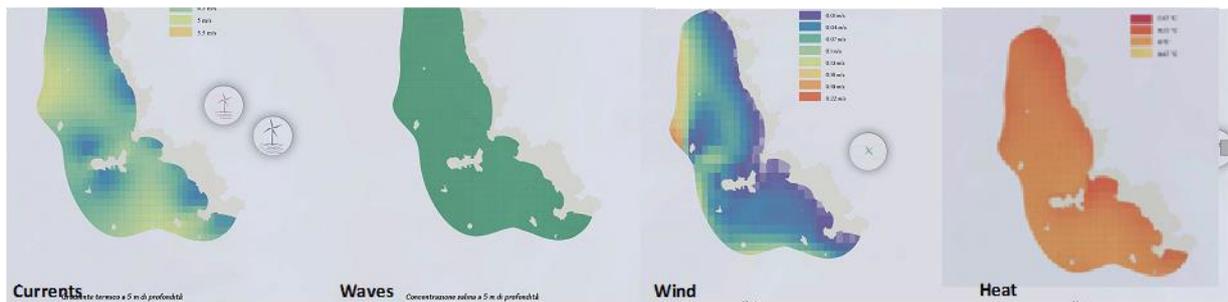
I potenziali energetici (si veda Figura 23)²⁸ delle Blue Energy sono stati valutati sulla base del *webgis* sviluppato nel corso del progetto MAESTRALE. I dati hanno evidenziato l'opportunità, per l'Isola del Giglio, di sfruttare l'energia del moto ondoso grazie all'esposizione a venti di nord-ovest e sud-ovest. L'eolico *offshore* risulta essere una delle migliori opzioni in termini di potenziali disponibili, ma presenta delle limitazioni dovute principalmente all'impatto paesaggistico. I gradienti osmotici possono essere una fonte da sperimentare ma, al momento, non risultano ancora molto vantaggiosi sul piano economico; tuttavia, un'opzione

²⁷ https://maestrale.interreg-med.eu/what-we-achieve/deliverable-database/detail/?tx_elibrary_pi1%5Blivvable%5D=9729&tx_elibrary_pi1%5Baction%5D=show&tx_elibrary_pi1%5Bcontroller%5D=Frontend%5CLivvable&cHash=22a236c9856d34065141ca1e641f0b61

²⁸ Tutte le immagini che rappresentano aspetti tecnici, grafici e le suggestioni dell'Isola del Giglio del futuro che abbiamo immaginato, sono state sviluppate dagli studenti e dai ricercatori del Laboratorio di Architettura del Paesaggio dell'Università degli Studi di Firenze.

interessante consiste nel combinare questa tecnologia con impianti di desalinizzazione dell'acqua di mare, utilizzando la salamoia di scarto dell'impianto e le acque reflue della rete idrica per generare il gradiente osmotico. Anche Le pompe di calore marine, che utilizzano la differenza di temperatura tra diversi strati delle acque, possono rappresentare una soluzione promettente, ma non sono state oggetto di studio in questi progetti. Per quanto riguarda le correnti marine, nelle acque dell'Arcipelago Toscano non sussistono le condizioni minime necessarie per il corretto funzionamento delle tecnologie attualmente esistenti sul mercato.

Figura 23: Potenziali energetici marini nelle acque della Toscana.



b) La Batimetria

La batimetria è tra le variabili più importanti da valutare per l'implementazione dei dispositivi per lo sfruttamento delle BE. La mappa in Figura 24 mostra le acque toscane, inclusi gli arcipelaghi, ed evidenzia specifici livelli batimetrici, idonei per l'istallazione di tecnologie per lo sfruttamento delle BE, come possono essere i WEC *offshore* e le turbine eoliche. La combinazione delle mappe batimetriche con i potenziali energetici marini consente di valutare le opportunità esistenti per l'implementazione delle BE.

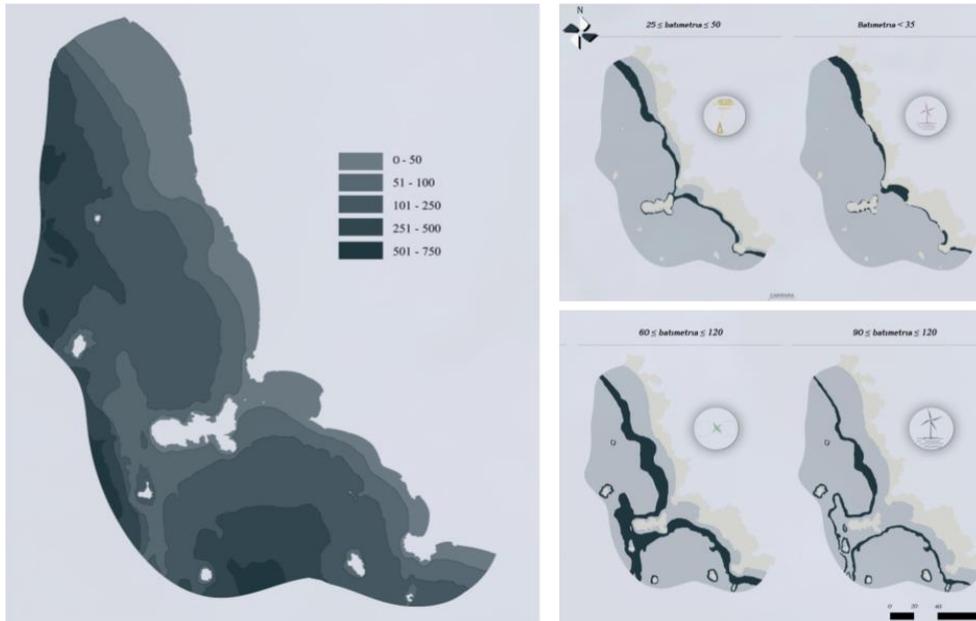


Figura 24: Mappa delle batimetrie dei mari della Toscana e compatibilità batimetrica con le tecnologie per lo sfruttamento delle Blue Energy che sono state selezionate.

c) La legislazione vigente

Oltre alla normativa nazionale che regola le procedure obbligatorie per l'approvazione dell'installazione di impianti per lo sfruttamento delle *Blue Energy*, che devono essere rivolte al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, la Legge Regionale 65/2014 “Norme per il governo del territorio” prevede che tutti gli interventi debbano essere conformi al Piano Regolatore Portuale ed è quindi condizione obbligatoria l’inserimento del sito nel *Master Plan*²⁹ di ogni porto (LR 65/2014). Le mappe di Figura 25 inoltre riportano tutte le aree classificate come “patrimonio paesaggistico” (Art. 136 e 142 del DL 42/2004) e le “Aree protette” della Toscana (individuate, tra le altre, mediante, Direttiva 92/43/CEE “Habitat” compresa la rete Natura 2000; Direttiva 2009/147/CE “Uccelli”; LR 30/2015 che identificano 10 aree marine protette) e dimostrano come qualsiasi intervento nel contesto marittimo deve tenere conto di questi vincoli prima di eseguire qualsiasi iter procedurale di approvazione di nuovi impianti per lo sfruttamento delle BE.

²⁹ <https://www.regione.toscana.it/-/masterplan-dei-porti-toscani>

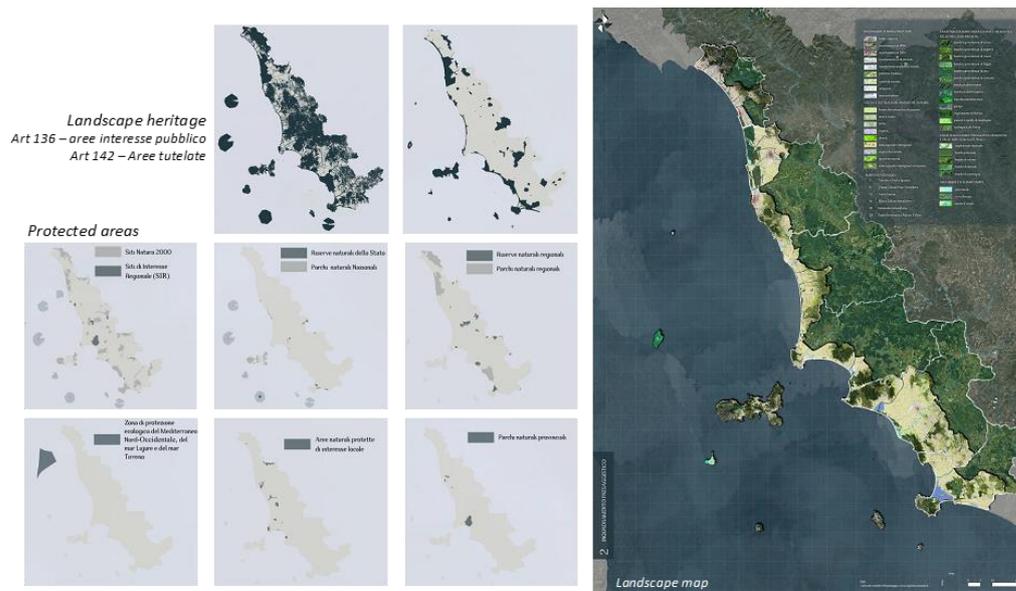


Figura 25: Mappa del patrimonio paesaggistico e delle aree protette delle aree costiere della Toscana.

d) Altri possibili utilizzi dell'area di studio

Sono stati analizzati alcuni possibili conflitti con le attività locali ed eventuali disturbi sulla fauna locale. È stato visto che lo sfruttamento delle BE non presenta conflitti critici con altre attività produttive. Le soluzioni progettate, sia quelle *onshore* che quelle *offshore*, non costituiscono un ostacolo per la navigazione o per le attività di pesca, date le loro dimensioni ridotte e l'attenta selezione del sito più idoneo alla loro installazione.

Sono stati presi anche in considerazione i potenziali conflitti con il turismo e le osservazioni che ne derivano prevedono più che altro vantaggi, soprattutto sul piano economico, che non degli ostacoli. Le attività turistiche, infatti, possono beneficiare dell'installazione di tecnologie per lo sfruttamento delle BE per due ragioni principali: la reputazione del territorio, il quale risulterà essere più rispettoso e attento alla tutela dell'ambiente e ai cambiamenti climatici, poiché intende dichiaratamente di divenire *carbon neutral*; inoltre, il design innovativo delle tecnologie BE fa sì che esse possano divenire delle vere e proprie attrazioni turistiche, fruibili da cittadini e visitatori. Questo aspetto è già documentato da tempo in letteratura, come viene ricordato anche da Appiott et al. (2014) che riporta come gli impianti per lo sfruttamento delle BE, oltre a costituire un concreto ritorno economico per le comunità locali, generando numerosi posti di lavoro nelle varie fasi, dalla costruzione al mantenimento, possono costituire, se ben pensati e progettati, delle vere e proprie attrazioni turistiche. È stato inoltre svolto uno studio riguardante le rotte migratorie degli uccelli e le principali rotte marittime, in modo tale da evitare interferenze con entrambe.

1) Selezione del sito

Il processo di progettazione dei migliori mix di tecnologie per l'Isola del Giglio è stato sviluppato su tre livelli:

1. In primo luogo è stata effettuata un'analisi dell'ambiente contestuale che ha incluso lo studio dei potenziali energetici, delle attività marine complementari e considerazioni riguardo le questioni paesaggistiche e ambientali;
2. Rilevazione delle tecnologie per lo sfruttamento delle BE esistenti e selezione delle più promettenti e idonee ai siti.
3. Consultazione aperta con gli stakeholder locali. Questo è stato un processo partecipativo condotto durante i *MAESTRALE Blue Energy Labs* e gli *Open Days* che si sono svolti nei mesi precedenti.

L'Isola del Giglio fa parte dell'Arcipelago Toscano ed è localizzata all'interno del territorio provinciale di Grosseto. Il Comune, che comprende anche la piccola isola di Giannutri, ospita 1.436 residenti, oltre a circa 18.000 arrivi turistici stagionali all'anno. Il fabbisogno elettrico annuale dell'isola ammonta a circa 10.300 MWh. Tale fabbisogno è attualmente fornito da una centrale termoelettrica (con un consumo di circa 860 t /annue di diesel) e, in parte molto minoritaria, da fonti rinnovabili (775 MWh annui da fotovoltaico). La domanda di energia elettrica è suddivisa come segue tra le diverse località dell'Isola: Giglio Porto (3.522 MWh/anno), Giglio Castello (3.227 MWh/anno), Giglio Campese (1.083 MWh/anno), Giannutri (156 MWh/anno) altre località minori (330 MWh/anno); inoltre il totale dei consumi comprende la considerevole domanda energetica del dissalatore (1.980 MWh/anno). Per sopperire a tale richiesta energetica è stata prevista l'installazione di un insieme integrato di diverse soluzioni per lo sfruttamento delle BE.

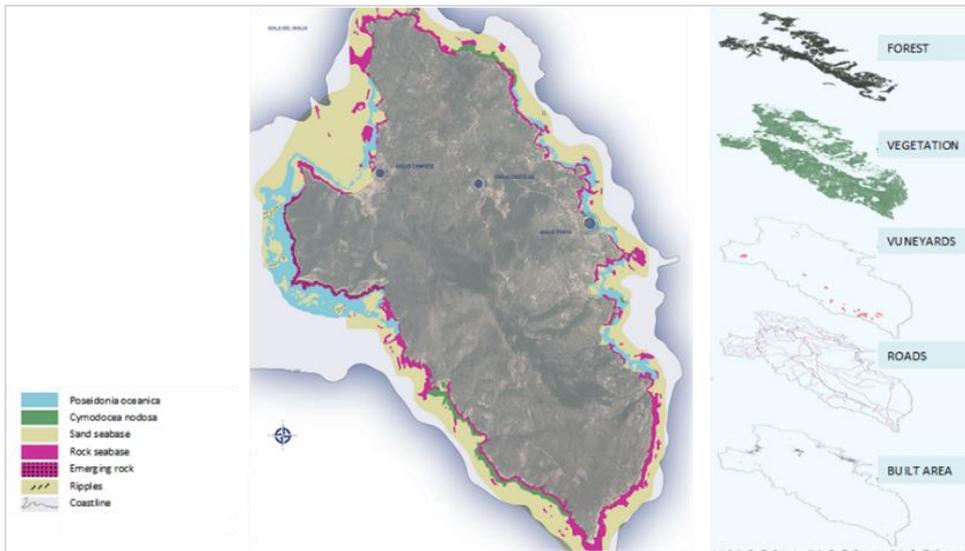


Figura 26: Mappa dell'Isola del Giglio con, in evidenza, gli ecosistemi terrestri e marini e le principali infrastrutture dell'Isola.



Figura 27: Mappa di Giglio Porto, principale sito pilota dello studio.

Il progetto si è concentrato principalmente sul porto dell'Isola del Giglio: in particolare per il molo frangiflutti, che necessita di essere ammodernato, è stata pensata un'azione che preveda di incorporare sistemi WEC (sia cassoni che galleggianti *onshore*); inoltre, l'area marina antistante il porto è stata individuata come sito idoneo per l'installazione di un sistema di boe galleggianti. Un'altra area interessata dallo studio è rappresentata dall'impianto di dissalazione dell'acqua, per il quale è stata pensata una soluzione per lo sfruttamento del gradiente salino. Una soluzione ulteriore, pensata per assicurare la soddisfazione di un eventuale fabbisogno energetico crescente è rappresentata da turbine eoliche galleggianti. L'architettura del nuovo molo è stata pensata per garantire l'accessibilità e la fruibilità non soltanto per le operazioni portuali, ma anche e soprattutto per cittadini e turisti che

potrebbero riappropriarsi di un'area altrimenti di difficile fruizione. Nell'idea progettuale i diversi dispositivi per lo sfruttamento delle BE, sia *onshore* che *offshore*, sono stati pensati per essere integrati nel contesto esistente, ma, allo stesso tempo l'intenzione è stata quella di renderli visibili e immediatamente riconoscibili al fine di dimostrare il loro funzionamento e restituire immediatamente chiaro al visitatore il contributo che essi danno al contesto territoriale.

In Figura 28 viene presentata la pianificazione e il *design concept* del porto dell'Isola del Giglio, per come è stato immaginato.

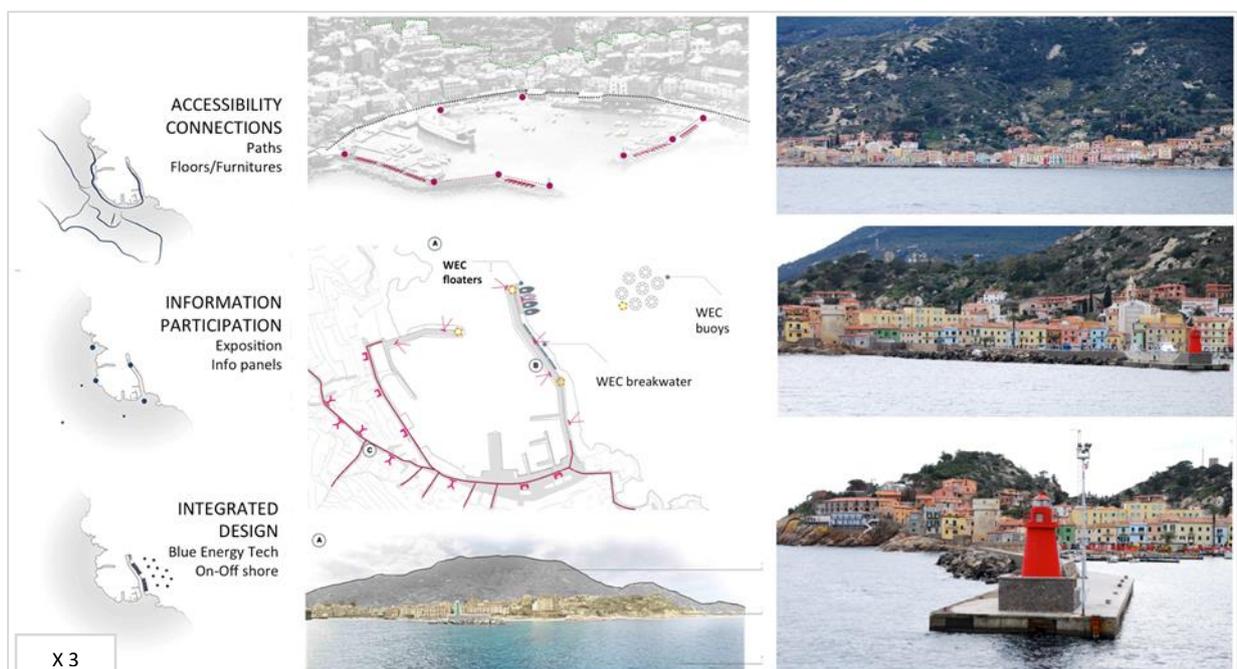


Figura 28: Rappresentazione grafica della pianificazione e del *design concept* riguardante l'installazione delle tecnologie per lo sfruttamento delle Blue Energy a Giglio Porto.

2) Selezione delle tecnologie

Sulla base di tutti i fattori tecnici e non e degli studi contestuali che sono stati effettuati, la selezione delle tecnologie si è concretizzata come segue:

- Un sistema WEC *onshore* che comprende 16 corpi galleggianti fissati su un molo di 45 m, simile a quello sviluppato dalla società *Eco Wave Power*. I galleggianti traggono energia dal moto delle onde; questo permette di trasferire l'energia a dei pistoni idraulici che vengono compressi e decompressi. Questa pressione permette la rotazione di un motore idraulico, collegato a un generatore, consentendo così la

produzione di energia elettrica, che viene poi trasferita in rete, tramite un inverter ³⁰ (Eco Wave Power, 2019). Per tale tecnologia si stima che ogni unità abbia una capacità installata di 12 kW con una produzione elettrica annua che oscilla tra 10,2 e 12,8 MWh e una produzione totale dell'impianto di 160-200 MWh annui.

- Un sistema WEC *onshore* costituito da 8 cassoni inseriti in un molo di 140 m, della tipologia denominata REWEC3, sviluppata e testata dall'Università degli Studi di Reggio Calabria. Questo sistema a colonna d'acqua oscillante presenta due camere verticali comunicanti, la prima collegata direttamente al mare, verso il fronte onda, mentre la seconda in collegamento con l'atmosfera e rivolta verso l'interno del porto. L'acqua che arriva ai cassoni mediante il moto ondoso genera alternativamente la compressione e decompressione dell'aria contenuta nella seconda camera che viene spinta verso una turbina auto rettificante di tipo Wells, che, collegata a un trasformatore, permette di generare energia elettrica (Boccotti, 2007; Spanos et al., 2018; Strati et al., 2016). Secondo quanto riportato in letteratura è stato stimato che ogni cassone abbia una capacità installata di 30 kW con una produzione che oscilla tra 90 e 170 MWh/anno, per una produzione totale dell'impianto di 740-1400 MWh annui.
- Un sistema WEC *offshore* costituito da 100 boe del tipo *SeaBased*. Le boe, che galleggiano sulla superficie del mare, sono collegate con generatori lineari installati sul fondale. Queste seguono il moto ondoso e trasferiscono l'energia cinetica delle onde a un generatore subacqueo, consentendo la sua conversione in energia elettrica che sarà immessa in rete (Dahlsten, 2009; Leijon et al., 2008)³¹. Si stima che le boe abbiano una capacità installata di 20 kW/unità, con una produzione elettrica annua tra 22 e 28 MWh, per una produzione totale dell'impianto di 2.200-2.800 MWh annui.
- Un sistema per lo sfruttamento dell'energia osmotica abbinato al dissalatore dell'Isola, sul modello del prototipo *REApower* sviluppato e testato dai ricercatori dell'Università degli Studi di Palermo, il quale sfrutta il gradiente di salinità tra deflusso salino e acque reflue; la tecnologia, ospitata in un locale di circa 25 m², si basa sul processo di *Salinity Gradient Power Reverse Electrodialysis* (SGP-RE) che sfrutta la corrente ionica attraverso una membrana a scambio ionico (Tedesco et al., 2015; 2017). Una stima per quanto riguarda la produzione derivante dallo sfruttamento del gradiente salino

³⁰ <https://www.ecowavepower.com/our-technology/how-it-works/>

³¹ <https://seabased.com/the-technology>

generato dall'impianto di desalinizzazione non era possibile al momento dello sviluppo del progetto pilota, in quanto ancora in fase di studio e profondamente dipendente dalle condizioni e dalle caratteristiche chimico-fisiche delle acque utilizzate. La nostra ipotesi progettuale è stata che questa tecnologia potesse sopperire a una porzione della richiesta energetica necessaria al dissalatore.

Mediante queste prime 4 soluzioni si stima una produzione annua totale che oscilla tra 3.100 e 4.400 MWh, una produzione sufficiente per far fronte alle richieste energetiche di Giglio Porto (≈ 3.500 MWh/anno). Per coprire i consumi elettrici della restante parte di Isola si ipotizza la soluzione accessoria di seguito riportata:

- Un parco eolico galleggiante *offshore* costituito da 4 turbine eoliche ad asse verticale del modello *SeaTwirl*. Queste turbine eoliche sono composte da una torre che supporta le pale, collegata alla struttura sottomarina che è composta da un elemento galleggiante e una chiglia. La struttura mantiene la sua stabilità utilizzando la chiglia che consente la conservazione del momento rotazionale, in maniera simile a quanto avviene in una barca a vela. (Lombardi et al., 2018)³². È stato stimato che ogni turbina abbia una potenza installata di 1 MW e permetta di produrre tra 1600 e 2000 MWh annui di elettricità, con una produzione annua del parco eolico di 6.400-8.000 MWh annui.

I 5 impianti progettati andrebbero così a generare una produzione da MRE che ammonterebbe a 9.500-12.400 MWh annui permettendo di soddisfare completamente il fabbisogno energetico dell'Isola del Giglio (10.300 MWh annui).

In occasione di tale studio è stato ipotizzato un primo approccio nello stile di quello utilizzato per i *City-Zen Roadshow* da applicare alle *Blue Energy* e alla loro implementazione. L'obiettivo è quello di rendere più semplice e immediata la comunicazione dei risultati e delle ipotesi fatte per l'Isola del Giglio del futuro. In questa applicazione preliminare della metodologia vengono considerate esclusivamente le emissioni dovute ai consumi elettrici (che vengono suddivisi per le diverse località del Comune dell'Isola del Giglio e riportati in scala di blu in Figura 29) e alla mobilità; vengono esclusi, a differenza di quanto svolto per il caso studio di Siviglia, le

³² <https://seatwirl.com/>

emissioni dovute alla gestione dei rifiuti e delle acque reflue, dato che tali impatti non possono essere gestiti e ridotti mediante il solo utilizzo di impianti per lo sfruttamento delle Blue Energy.

In Figura 29 viene presentato in sequenza quale sarebbe il contributo di ognuna delle soluzioni tecnologiche ipotizzate in termini di emissioni di gas serra evitate. Come illustrato per lo studio svolto su Siviglia nell'ambito del progetto City-Zen, viene utilizzato Pac-Man come espediente visivo accattivante, il quale "mangia" i quadrati che rappresentano la foresta equivalente che sarebbe necessaria per assorbire le emissioni generate dall'Isola del Giglio. Oltre alle misure ipotizzate nella sezione precedente, viene anche suggerito un completo passaggio dell'attuale mobilità dell'isola all'elettrico e, per sopperire alla crescente richiesta elettrica che ne deriverebbe, viene ipotizzata un'ulteriore installazione di turbine eoliche verticali flottanti per produrre 1.600-2.000 MWh/anno.

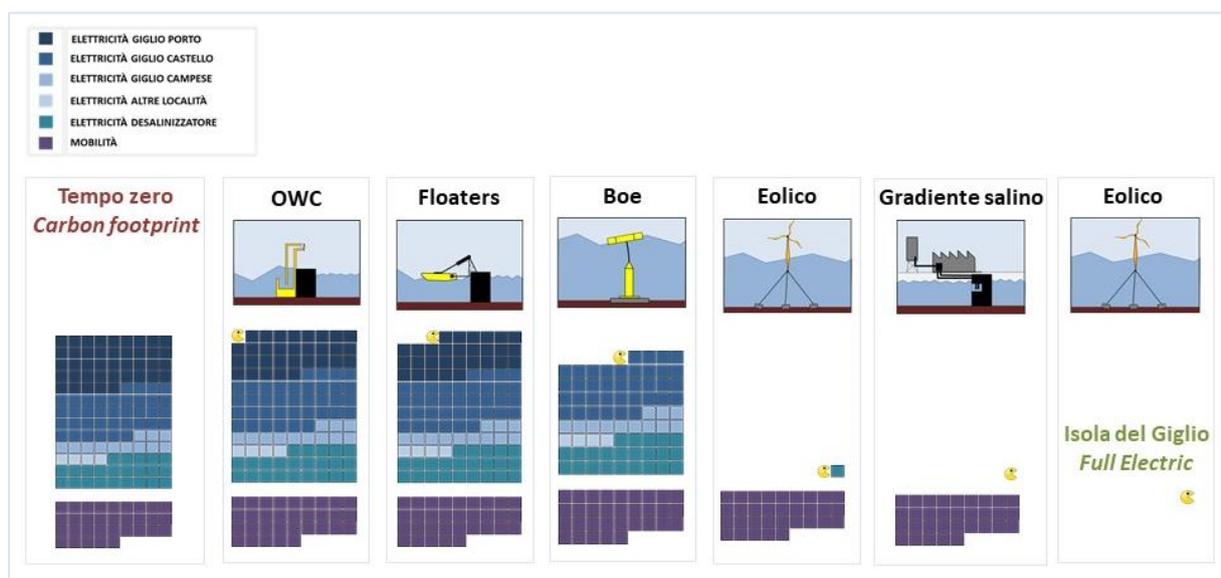


Figura 29: rappresentazione grafica dell'effetto dato dall'installazione di diverse tecnologie per lo sfruttamento delle Blue Energy. Ogni quadrato rappresentano 25 ha di foresta equivalente necessaria per l'assorbimento delle emissioni di CO₂eq; l'assorbimento è calcolato utilizzando un valore dato dalla media degli assorbimenti di alberi di conifere e decidui corrispondente a 0,68 kg CO₂eq/m².

Di seguito vengono mostrate alcune suggestioni e rappresentazioni grafiche che illustrano come potrebbe apparire in futuro lo skyline di Giglio Porto, in seguito all'implementazione delle soluzioni tecnologiche ipotizzate per lo sfruttamento delle Blue Energy in quest'area. Le rappresentazioni nelle Figure 30a-b, 31a-c e 32a-d sono state sviluppate in collaborazione con il Laboratorio di Architettura del Paesaggio dell'Università degli Studi di Firenze.

Si deve sottolineare che l'impiantistica ipotizzata per l'Isola del Giglio non tiene conto della natura intermittente delle energie rinnovabili marine e la domanda di energia discontinua dell'area oggetto di studio, dovuta al turismo stagionale; le produzioni elettriche ipotizzate potrebbero non essere sufficienti in alcuni momenti del periodo estivo nei quali si hanno picchi di consumi e potrebbe quindi essere necessaria la presenza di impianti (anche tradizionali) che assicurino un potenza aggiuntiva da utilizzare quando necessario.

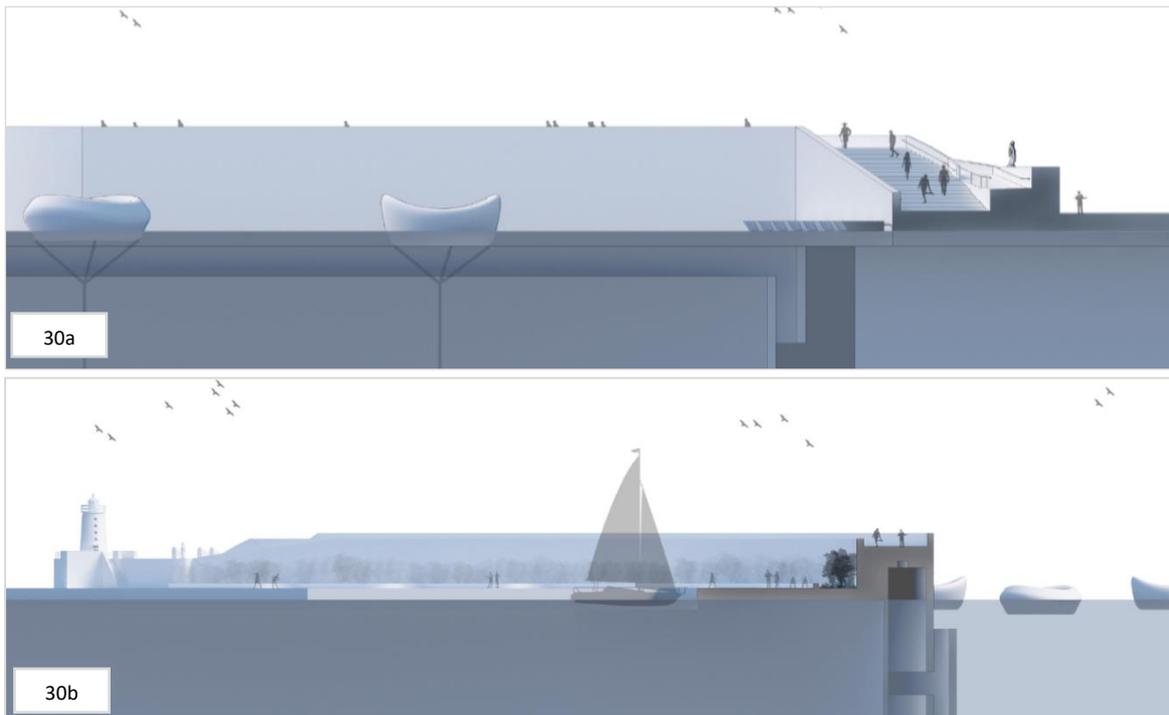


Figure 30a, 30b: Sezione del WEC installato nel frangiflutti di Giglio Porto.

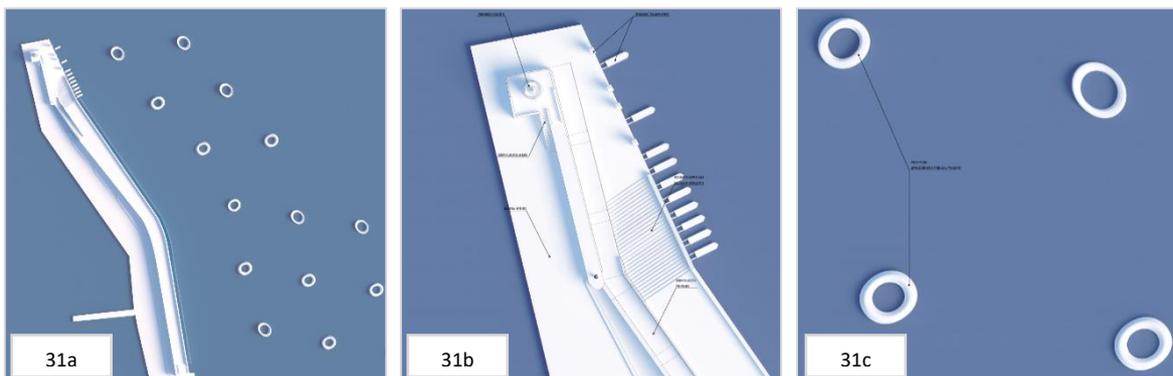


Figure 31a-c: Pianta del frangiflutti WEC, dei galleggianti onshore e delle boe a Giglio Porto

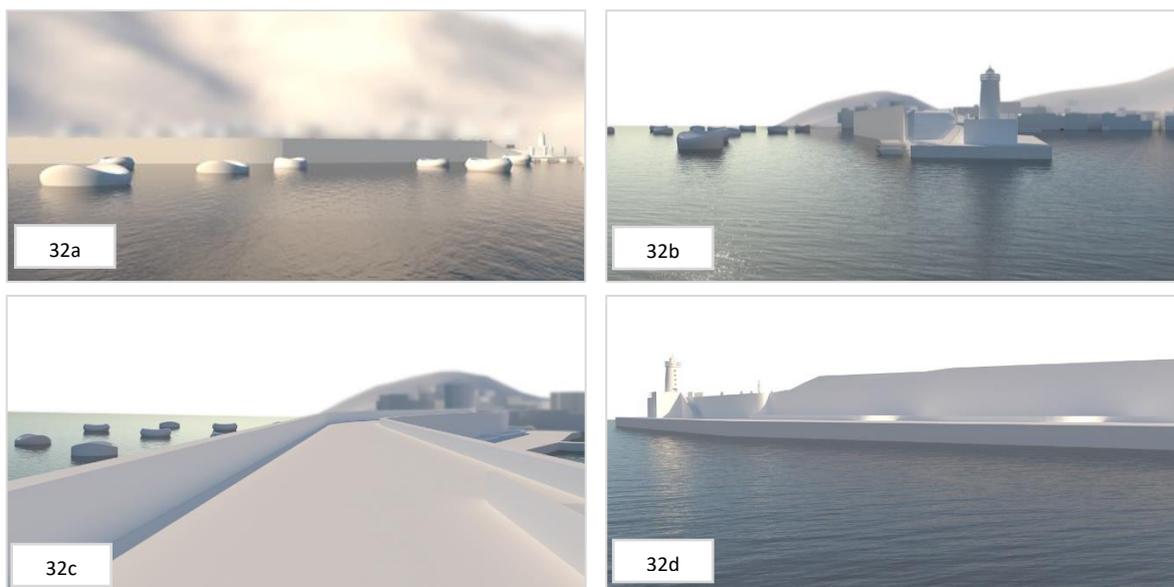


Figure 32a-d: Viste degli impianti WEC a Giglio Porto.

3) Valutazioni di Sostenibilità

I *Pilot project* sviluppati nel corso del progetto hanno rappresentato un'occasione per svolgere dei ragionamenti preliminari su quale possa essere la sostenibilità dell'implementazione delle tecnologie per lo sfruttamento delle *Blue Energy* nel contesto del Mar Mediterraneo, prendendo in considerazione le tre sfere della sostenibilità: ambiente, società ed economia.

1. Considerazioni su base LCA

È stata svolta una ricerca di letteratura che permettesse di individuare in chiave del tutto preliminare quali potessero essere le fasi, le componenti e i materiali più importanti per un ragionamento su base LCA per lo sviluppo, l'installazione e l'implementazione delle tecnologie selezionate per il progetto pilota. Questo studio preliminare è stato il punto di partenza per lo svolgimento degli studi LCA che sono stati presentati nel paragrafo 4.1.

Da questi studi è stato possibile definire che i principali processi del ciclo di vita delle tecnologie per lo sfruttamento delle BE riguardano la loro produzione (lavorazione delle materie prime e assemblaggio degli elementi in fabbrica); il trasporto al sito; le operazioni edili e di assemblaggio in loco; la manutenzione durante la fase operativa; il fine vita.

Di seguito vengono riportati i materiali, le principali lavorazioni e il tempo di vita stimati per le diverse tecnologie selezionate:

- **WEC onshore – galleggianti, tipo Eco Wave Power:** le strutture sono costituite da ferro o acciaio verniciato che viene fissato sul lato vista mare di porti e pontili; da un sistema pressurizzato idraulico; un generatore meccanico di elettricità tramite l'utilizzo di pistoni compressi; un collegamento alla rete (costituito da tradizionali cavi elettrici *onshore*).

Si considera una manutenzione ordinaria dei dispositivi (principalmente verniciatura e cura del metallo per prevenire la ruggine) e degli impianti meccanici ed elettrici. Si tratta in tutti i casi di operazioni di tipo *onshore*. Il fine vita è stimato in 25-35 anni.

- **WEC onshore – cassoni OWC, tipo REWEC:** le strutture sono costituite da cemento, principalmente armato, e pietrame per il basamento. Altre componenti minori sono rappresentate da tubature in ferro; turbine auto rettificanti di tipo Wells; collegamento alla rete (cavi elettrici). La manutenzione ordinaria è rappresentata da operazioni di controllo e di sostituzione di componenti degli impianti meccanici ed elettrici e si tratta, in ogni caso, di operazioni *onshore*. Il fine vita della struttura è stimato essere di 60 anni.

- **WEC offshore – boe, tipo Seabased:** si tratta di boe, costituite da un galleggiante in ferro/acciaio verniciato, un palo/cavo di ancoraggio in ferro/acciaio, un cilindro in ferro verniciato; un blocco di ancoraggio in cemento, un generatore magnetico all'interno dei cilindri (costituito principalmente da un pistone in rame). Il collegamento alla rete (cavi elettrici subacquei) è stimato in una distanza approssimativa di 100-300 m. L'installazione e operazioni straordinarie sono effettuate con imbarcazioni di medie dimensioni (i dispositivi possono essere facilmente scollegati e caricati sulle imbarcazioni); la manutenzione ordinaria è costituita dalla cura delle componenti esterne (principalmente operazioni di verniciatura) e dei sistemi elettrici. Le operazioni di manutenzione sono sia di tipo *offshore* che *onshore*; gli interventi subacquei sono limitati ad azioni minime. Il fine vita è stimato essere di 25-35 anni.

- **Sistema energetico osmotico, tipo REApower:** per questo sistema, attualmente ancora in fase di studio e sperimentazione su un prototipo installato nella salina di Marsala (TP) non sono disponibili dati per un ragionamento di tipo LCA.

- **Parco Eolico galleggiante offshore, tipo Sea Twirl:** la piattaforma galleggiante e la turbina vengono considerate in ferro/acciaio verniciato; è presente un generatore

elettrico all'interno delle torri; viene considerata una connessione elettrica alla rete (cavi elettrici sottomarini) con distanza approssimativa di 1.000-5.000 m.

L'installazione e le operazioni straordinarie vengono effettuate con imbarcazioni di medie dimensioni (possono essere progettate e realizzate delle piattaforme galleggianti per le operazioni di manutenzione). La manutenzione ordinaria è costituita da operazioni sui dispositivi esterni (principalmente verniciatura) e agli impianti elettrici. Le operazioni sono di tipo *offshore*; gli interventi subacquei sono limitati ad azioni minime. Il fine vita stimato delle strutture è di 25-35 anni.

II. Considerazioni di tipo socioeconomico

In questo studio preliminare i costi per l'installazione dei sistemi WEC *onshore* non sono determinati ma, in generale, secondo fonti di letteratura, ciò richiede un investimento aggiuntivo del 4-5% rispetto al costo di un molo standard. Il tempo di recupero dell'investimento attraverso la produzione di elettricità non è determinato, ma rimane all'interno di intervalli ragionevoli.

La costruzione, l'installazione e la manutenzione dei dispositivi apporterebbero dei sicuri benefici economici agli esercizi commerciali e alle strutture ricettive del Giglio. Gli impianti potrebbero divenire, inoltre, delle attrazioni turistiche; importante sarebbe infatti il ritorno d'immagine che potrebbe avere un territorio che decide di ridurre le proprie emissioni con l'obiettivo di divenire *carbon neutral*. È infatti in costante crescita il cosiddetto *turismo sostenibile*³³ secondo cui un numero sempre maggiore di persone intraprendono vacanze verso mete turistiche attente all'ambiente e che offrano servizi a ridotto impatto ambientale. Questo permetterebbe di incrementare i flussi turistici in termini sia quantitativi che qualitativi. Tra gli aspetti negativi sul piano economico si deve tenere presente un problema occupazionale derivante dalla chiusura, sul lungo periodo, della centrale termoelettrica dell'Isola. I lavoratori però, opportunamente formati, potrebbero essere coinvolti nella manutenzione della rete elettrica locale e della nuova impiantistica per lo sfruttamento delle BE, evitando così la perdita netta di posti di lavoro. Potrebbe nascere problematiche anche in

³³ Secondo la definizione dell'Organizzazione Mondiale del Turismo: "il turismo sostenibile tiene pienamente conto dei suoi impatti economici, sociali e ambientali attuali e futuri, rispondendo alle esigenze dei visitatori, dell'industria, dell'ambiente e delle comunità ospitanti" - <https://www.unwto.org/sustainable-development>

conseguenza dell'occupazione di spazi di mare dedicati alla pesca o ad altre attività commerciali (Jouffray et al., 2020).

Questi aspetti però vanno oltre gli scopi di questo lavoro di tesi, ma si tratta di fattori da prendere in considerazione e studiare con attenzione nel caso dell'implementazione di dispositivi per lo sfruttamento delle BE, in quanto essi devono essere implementati coerentemente con quanto prevede lo sviluppo sostenibile.

III. Ulteriori considerazioni

Oltre alle considerazioni di tipo ambientale, sociale ed economico riportate sopra è utile evidenziare e rimarcare alcuni aspetti. L'implementazione di tecnologie per lo sfruttamento delle BE nell'Isola del Giglio presenta un elevato numero di aspetti positivi che controbilanciano ampiamente eventuali impatti o aspetti negativi che potrebbero avere luogo. La produzione di energia da fonte rinnovabile riduce la produzione di emissioni sia dirette che indirette di gas ad effetto serra e altri gas inquinanti; nel caso dell'Isola del Giglio, inoltre, l'affrancarsi dai combustibili fossili potrebbe portare dei benefici sia sul breve che sul lungo periodo permettendo di evitare tutti i problemi e i rischi ambientali, e non solo, collegati al trasporto del gasolio dalla terraferma fino alla centrale termoelettrica dell'Isola. Questa attività, costituita da più di 50 trasporti annuali, oltre ai ben noti rischi ambientali connessi allo spostamento di carburanti, genera un'azione di disturbo e una forte pressione sulla viabilità locale.

Come è stato visto nello scenario ipotizzato per il raggiungimento della condizione "Isola del Giglio *Full Electric*", la mobilità, in una prospettiva di lungo termine, potrebbe divenire esclusivamente basata sull'elettrico, riducendo ulteriormente la dipendenza da carburanti da fonti fossili. L'aumento dell'uso di mezzi elettrici aumenterebbe inevitabilmente la richiesta di produzione di energia elettrica. Un vantaggio in tal senso potrebbe derivare dalle batterie dei mezzi di trasporto stessi che fungerebbero da stock energetici e da veri e propri sistemi di accumulo; questa nuova frontiera è oggetto di profondo interesse nel mondo della ricerca e sviluppo in università e aziende in tutto il mondo (per una *overview* sull'argomento vedere, ad esempio: Olabi, 2017).

Un altro importante vantaggio dato dalle *Blue Energy* e, più in generale, dalle RES, consiste nella possibilità di una dislocazione diffusa e capillare di queste tecnologie e nella possibilità

per i cittadini di costituire reti e cooperative che permettano loro di svincolarsi dai prezzi e dalle imposizioni delle grandi multinazionali dell'energia. Esistono già cooperative che vendono elettricità da fonte rinnovabile proveniente da impianti in comproprietà con garanzia d'origine³⁴.

Tra gli aspetti considerati nella fase preliminare di progettazione c'è anche un'analisi delle rotte degli uccelli migratori. Quello dell'interferenza delle turbine eoliche con la vita e lo sviluppo delle specie ornitologiche, è un tema altamente dibattuto e studiato. Prendendo atto dei danni che possono essere causati alle popolazioni di uccelli migratori da parte delle turbine eoliche, la Convenzione sulla Conservazione delle Specie Migratrici degli Animali Selvatici (CMS) ha invitato le parti aderenti a "identificare le aree in cui le specie migratrici sono vulnerabili alle turbine eoliche e dove l'installazione di turbine eoliche dovrebbe essere valutata al fine di proteggere le specie migratrici e a tenere pienamente conto del principio di precauzione nello sviluppo degli impianti eolici" (Risoluzione 7.5, adottata nel 2002). Ulteriori misure, non vincolanti, sono state proposte dalla *East Asian-Australasian Flyway Partnership* e nell'ambito dei *National Biodiversity Strategies and Action Plans (NBSAPs)* presentati dalle parti aderenti alla Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB). Nel tempo sono emerse anche associazioni e iniziative di settore volontarie per promuovere le migliori pratiche nel settore delle energie rinnovabili, tra cui *WindEurope* (fondata nel 1982) e *Ocean Energy Europe* (fondata nel 2000) (Jouffray et al., 2020).

Per concludere, uno studio specifico è stato inoltre rivolto all'integrazione paesaggistica delle tecnologie per lo sfruttamento delle BE selezionate per l'Isola del Giglio. Un gruppo di esperti del Laboratorio di Architettura del Paesaggio dell'Università di Firenze ha fornito piante e rappresentazioni visive di ogni soluzione. Ciò ha permesso innanzitutto di dimostrare il limitato impatto visivo delle tecnologie BE (la maggior parte di esse sono incorporate o fissate su moli esistenti o per lo più subacquee, come le boe) e persino di evidenziare potenziali viste attraenti e innovative, attraverso la valorizzazione delle tecnologie con luci e colori. I dispositivi BE appartengono a quell'insieme di elementi meccanici comunemente utilizzati nei porti e sul lungomare come le strutture per la navigazione, la pesca o i frangiflutti e contribuiscono a caratterizzare il paesaggio delle città costiere mediterranee. Le suggestioni

³⁴ <https://www.enostra.it/>

realizzate diventano anche strumenti di fondamentale importanza per mostrare dei possibili scenari futuri ai cittadini, in modo da ottenere una comunicazione più chiara e pratica.

5. CONCLUSIONI

È ormai ampiamente riconosciuto come le *Blue Energy* siano una delle principali frontiere conoscitive e tecnologiche sulla quali investire nel prossimo futuro per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile che il mondo si è posto per il secolo che stiamo vivendo. L'Europa crede molto in queste tecnologie ed è sempre più ribadita la loro importanza nei piani e nelle *roadmap* che cercano di delineare la via che l'Unione deve seguire per divenire realmente *carbon neutral* al 2050, come auspicato dal Green Deal e da tutte le Comunicazioni della Commissione che sono seguite (COM (2019) 640). Il primo parco eolico *offshore* al mondo venne realizzato a Vindeby nella costa sud della Danimarca nel 1991 e all'epoca si pensava che sarebbe stato poco più che un progetto pilota dimostrativo, con poco futuro davanti (Ghigo et al., 2020). A distanza di 30 anni, invece quello delle turbine eoliche *offshore* è un mercato altamente sviluppato, fiorente, che assicura energia elettrica pulita per milioni di persone (COM (2020) 741). Ciò che sembra irrealizzabile, complesso e quasi utopico in un momento storico, può divenire la normalità dopo pochi anni, grazie ai giusti investimenti e alla costante evoluzione che il mondo della ricerca dimostra in questi decenni. L'Unione Europea si è prefissata dei target molto ambiziosi per il 2030 e il 2050 con l'obiettivo di divenire a quella data un territorio ad emissioni di carbonio nette pari a zero e a zero emissioni di contaminanti e tra le vie per raggiungere questi obiettivi, la produzione di energie dal mare è una delle vie col più alto potenziale da sfruttare. Ad oggi la capacità installata di *Blue Energy* dell'Europa è così distribuita: la maggior parte (12 GW) è costituita da impianti di eolico *offshore* tradizionale (cioè di tipo *bottom-fixed*), 40 MW è rappresentato da impianti di eolico *offshore* flottante (nuova frontiera in questo campo che permette di sfruttare fondali molto più profondi), 8 MW è dato da impianti WEC, 5 MW da impianti per lo sfruttamento delle maree e 17 kW sono costituiti da impianti fotovoltaici flottanti. Le intenzioni dell'Unione in questo campo sono molto promettenti e prevedono il raggiungimento al 2030 di 60 GW da eolico *offshore* e 1 GW da altre fonti di energia oceanica (onde e maree *in primis*), mentre al 2050 l'obiettivo è di 300 GW di potenza installata per l'eolico *offshore* e 40 GW tra impianti per lo sfruttamento di energia *wave e tidal* (COM (2020) 741).

L'Europa la fa da padrone in questo settore, non solo sul piano delle nuove installazioni (i 12 GW attualmente operativi di eolico *offshore* rappresentano il 42% delle installazioni a livello globale, seguito dai 9,7 GW del Regno Unito e dai 6,8 GW della Cina), ma anche in termini di

aziende che lavorano su queste tecnologie; basti pensare che il 93% della capacità di *wind offshore* installata nel 2019 in Europa è prodotta da aziende del Continente, nonostante la crescente concorrenza di aziende da Cina e India. Per quanto riguarda altre *Blue Energy*, il 66% dei brevetti internazionali nel settore *tidal* e il 44% di quelle del settore *wave* sono di aziende europee e oltre il 70% degli impianti per lo sfruttamento di energia oceanica sono sviluppati da aziende con base in un Paese dell'Europa a 27. Queste tecnologie, inoltre, stanno divenendo sempre più competitive anche sul piano economico: il *Levelized Cost Of Energy* (LCOE), misura che consente di confrontare il costo per unità di energia prodotta delle diverse fonti energetiche, ha raggiunto per l'eolico *offshore* del tipo *bottom-fixed* un valore che oscilla tra 45-79€/MWh nel 2019 (COM (2020) 741). Confrontando questi valori con il LCOE di altre tecnologie si può notare quanto sia diventata competitiva tale tecnologia; ad esempio, il fotovoltaico oscilla tra i seguenti valori: da 52 a 78 €/MWh (impianti "di comunità"), da 61 a 148 €/MWh (impianti commerciali e industriali), da 123 a 187 €/MWh (impianti residenziali); ma anche tecnologie più classiche sono ormai meno competitive, come gas (124-163 €/MWh), nucleare (107-163 €/MWh) o carbone (54-131 €/MWh)³⁵.

Le tecnologie per lo sfruttamento di onde e maree non hanno ad oggi questo livello di competitività, dato che in molti casi i dispositivi sono ancora a livello sperimentale o in fase di *testing* in vasca o ai primi approcci con ambienti reali in mare; nonostante questo il settore ha visto un taglio dei costi di realizzazione delle tecnologie di oltre il 40% in soli 5 anni dal 2015 ad oggi, prima di quanto gli esperti si aspettassero (COM (2020) 741).

Gli occhi dell'Europa e dell'intero mondo della ricerca si stanno posando sempre più su queste promettenti tecnologie e, come ha sottolineato anche *International Energy Agency* (IEA) nel suo *World Energy Outlook 2020*, esse, insieme alle altre RES, avranno un ruolo fondamentale e strategico nella complessa fase di ripartenza che dovrà affrontare l'economia mondiale post pandemia da COVID-19³⁶. La crisi sanitaria mondiale, seppur nella sua devastante drammaticità, ha avuto il merito di mostrare nuovamente la debolezza del sistema economico dominante e, allo stesso tempo, ha palesato come sia effettivamente possibile ridurre il livello delle emissioni e degli impatti della società umana sull'atmosfera e gli ecosistemi del pianeta. Questa crisi offre forse l'ultima opportunità che l'umanità ha per modificare l'insostenibile modalità di produzione e consumo di energia. Le energie rinnovabili, *in primis* le *Blue Energy*,

³⁵ <https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/costi-dell-energia-pannelli-solari-flessibili/>

³⁶ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

saranno la chiave di volta per dare il via a questo cambiamento. Il loro sviluppo ha e avrà sempre di più effetti positivi di tipo industriale, economico, sociale; basti pensare che solo in Europa il settore del *wind offshore* occupa 62.000 persone e quello dell'energia oceanica 2500, con enormi crescite potenziali di questi numeri (COM (2020) 741).

Con questo studio di tesi abbiamo voluto osservare come queste tecnologie possano agire sull'ambiente, soprattutto in termini di risorse consumate per la realizzazione degli impianti e di emissioni di gas ad effetto serra prodotte nel ciclo di vita del dispositivo; allo stesso tempo, peraltro, molti benefici possono derivare dallo sfruttamento delle MRE, al posto delle tradizionali fonti energetiche non rinnovabili. Queste osservazioni le abbiamo volute contestualizzare, per quanto possibile, nell'area del Mediterraneo cercando di comprendere e quantificare come queste tecnologie possano andare ad interagire e influire sullo sviluppo di realtà costiere di una nazione come l'Italia, che si affaccia e che da sempre vive di ciò che il *Mare Nostrum* offre. Oggi, rispetto a prima, sappiamo che questo generoso mare può fornirci anche energia, un'energia pulita, che può aiutare le tante realtà costiere e insulari a raggiungere l'indipendenza energetica e quella condizione di *Carbon Neutrality* che l'Europa tutta dovrà inevitabilmente raggiungere il prima possibile.

Lo studio di queste tecnologie mediante le metodologie LCA ed *Emergy* ha permesso di valutare alcuni degli impatti che questi dispositivi possono avere sull'ambiente; nel primo caso, questo è stato fatto valutando il quantitativo di emissioni di gas serra per unità di prodotto (espresse in termini di CO₂eq/kWh) dovute esclusivamente ai materiali utilizzati per la realizzazione dell'impianto su un arco temporale di 60 anni. Mediante l'*Emergy*, invece, è stato invece possibile osservare come l'investimento in termini di impiantistica necessaria a sfruttare le energie del mare con tali tecnologie "pesi" sull'ambiente; questa metodologia, riconducendo ad una comune unità di misura energetica (l'energia solare) ogni input energetico e di materia che entra in un determinato processo, permette di compiere un computo critico di tutte le risorse necessarie ad alimentare il sistema oggetto di studio e dà anche una misura del tempo che la Natura, partendo dall'energia solare che sostiene il Pianeta, impiegherebbe per rendere nuovamente disponibile quella determinata risorsa rinnovabile o non rinnovabile. Le valutazioni svolte mediante queste due metodologie hanno mostrato che è necessario un approfondimento nella raccolta dei dati delle tecnologie oggetto di analisi e di maggiori sforzi nella ricerca e nella fase di *testing* di questi dispositivi da parte

delle aziende e dei centri di ricerca che le hanno sviluppate. Si tratta in molti casi di tecnologie ancora acerbe, soprattutto per quanto riguarda il loro sviluppo e la loro implementazione nel contesto del Mediterraneo, in cui i potenziali energetici sono spesso inferiori a quelli di aree oceaniche o del Mare del Nord. Nonostante questo, hanno grandi potenzialità e le analisi svolte in questo lavoro denotano per la maggior parte delle tecnologie che le performance ambientali sono in linea con quanto analizzato in letteratura per tecnologie similari; in particolare la tecnologia dell'eolico flottante mostra risultati perfettamente concordanti con quanto mostrato in altri studi *Emergy* sull'argomento. Per alcune tecnologie i risultati poco competitivi che sono stati riscontrati sono dovuti con tutta probabilità alla debolezza di alcuni dati disponibili in letteratura che hanno costretto all'adozione di assunzioni forse eccessive, che sono andate ad inficiarne il risultato. Per la maggior parte dei dispositivi è però evidente che c'è un ampio margine di miglioramento, il quale potrebbe essere colmato attraverso dati forniti direttamente dalle aziende e dagli enti di ricerca che stanno testando i dispositivi, ma anche attraverso la scelta di materiali meno impattanti; ad esempio, mediante l'utilizzo di componenti che derivino da un circuito di economia circolare e che quindi abbiano avuto un processo di riciclo che ne diminuisca l'impatto netto sull'ambiente. Per le tecnologie *offshore* è stato visto, ad esempio, che un ruolo importante sul computo finale, sia in termini LCA che *Emergy*, è dovuto ai cavi elettrici piombati per la connessione elettrica alla rete nazionale *onshore*, per cui la componente 'piombo' ha un peso significativo; questo contributo potrebbe ridursi mediante la realizzazione di parchi di dispositivi, le cosiddette *farm*, in quanto il "peso" ambientale dei materiali necessari alla realizzazione dei cavi verrebbe "allocato" tra un numero maggiore di dispositivi, diminuendo la responsabilità del singolo impianto. Questo è particolarmente vero per la tecnologia *wind* analizzata in questo studio, per la quale è stata ipotizzata una dislocazione a 16 km dalla costa; ma lo stesso ragionamento vale per la tecnologia *Seabed Based Buoy* per la quale è sì vero che il posizionamento ipotizzato risulta a soli 2 km dalla costa, ma è anche vero che la produttività annuale è estremamente più bassa rispetto a quella di un eolico *offshore* flottante, che è tra le tecnologie RES in assoluto più produttive e competitive. I dispositivi analizzati presentano quindi in generale delle buone *performance* ambientali, confrontabili con la letteratura, ma, in alcuni casi, non ancora del tutto competitive. Questo potrebbe dipendere dal fatto che si tratta di tecnologie, in alcuni casi, ancora ad uno stadio iniziale, e/o da una carenza di dettaglio negli inventari svolti, a causa, principalmente, dell'assenza in letteratura di dati aggiornati, coerenti e solidi.

Nonostante questo, si tratta di studi preliminari validi ed efficaci per imbastire un ragionamento costruttivo e utile riguardo alle tecnologie analizzate, permettere di verificare quali siano i punti di forza e di debolezza di tali dispositivi e identificare le componenti e i processi su cui agire per un loro miglioramento in termini di *performance* ambientale. Si deve inoltre considerare che tali studi costituiscono il primo step di un percorso di analisi e ricerca riguardante queste innovative tecnologie che si pone all'interno delle attività del progetto Interreg-MED BLUE DEAL, il quale prevede, tra le altre attività, di svolgere studi sugli impatti e sul contributo di queste tecnologie in ambito socio-ambientale.

Questo è evidente anche nella seconda parte dei risultati presentati, che ha riguardato un preliminare approccio a queste tecnologie mediante l'utilizzo della metodologia del Bilancio dei Gas Serra e un tentativo di contestualizzazione di questi dispositivi in un'area costiera reale, in linea con le attività che sono state svolte nell'ambito del progetto Interreg-MED MAESTRALE. Per quanto riguarda questa metodologia, è stato dapprima mostrato il lavoro sviluppato e testato nel corso dei *roadshow* del progetto FP7 City-Zen riguardante l'applicazione di una versione del Bilancio dei Gas Serra semplificata e scalata a livello urbano, utile per un *instant planning* di quartieri e aree urbane di varia scala. Per tale metodologia è stato presentato lo studio svolto per il quartiere *Barrio Tiro de Línea* della città andalusa di Siviglia, il quale mostra come sia possibile imbastire in pochi giorni di co-working uno studio delle emissioni di gas serra di un'area urbana e di come si possa teorizzare una serie di politiche che permettano di evitare o compensare tali emissioni, con l'obiettivo di rendere l'area di studio *carbon neutral* in un arco temporale 2030-2050. Questo *framework*, testato con successo in numerose realtà, ha successivamente costituito la base concettuale per la realizzazione dei *Blue Energy Laboratories* del progetto Interreg-MED MAESTRALE; questi hanno permesso di selezionare delle aree costiere nelle quali ipotizzare l'installazione di tecnologie per lo sfruttamento delle energie del mare e di delineare dei *pilot project*, realistici e "pronti all'uso" per un'amministrazione locale dell'Area MED che fosse interessata all'implementazione di queste tecnologie nel proprio territorio. A titolo di esempio è stato mostrato il lavoro svolto per l'Isola del Giglio, per la quale è stato ipotizzato di sostituire gli attuali consumi energetici mediante l'implementazione di turbine eoliche ad asse verticale, WEC *onshore* e *offshore* e un piccolo impianto a gradiente salino per alimentare il dissalatore dell'isola. Questo studio ha permesso di osservare come queste tecnologie possano costituire un'occasione insostituibile e strategica per piccole realtà costiere o insulari, assicurando

benefici di tipo economico, sociale e ambientale. Queste tecnologie, oltre a permettere di rendere l'isola indipendente da un punto di vista energetico, hanno le potenzialità per consentire il raggiungimento della neutralità in termini di emissioni di gas serra e favorire lo sviluppo sostenibile dell'isola, aumentando i posti di lavoro, accrescendo la quantità e la qualità del turismo, incrementando la "reputazione green" del territorio; il tutto nel rispetto delle realtà locali, delle attività di pesca e di navigazione e con una minima occupazione di area marittima.

Un importante aspetto che è stato preso in considerazione nelle attività dei progetti Interreg-MED MAESTRALE e BLUE DEAL è quello della partecipazione e del coinvolgimento di tutte le possibili parti interessate per dar vita ad un processo di pianificazione partecipativa che coinvolgesse in primis i cittadini. L'Europa, anche nel Green Deal ha evidenziato e ribadito la vitale importanza di coinvolgere i cittadini e di far comprendere loro i pregi e i vantaggi riguardo la realizzazione di un eventuale progetto, come può essere anche un impianto per lo sfruttamento delle MRE perché "le politiche più audaci funzionano solo se i cittadini sono stati pienamente coinvolti nella loro elaborazione" (COM (2019) 640). A questo scopo, nell'ambito delle attività del progetto MAESTRALE sono stati somministrati 1226 questionari, tra le province di Grosseto, Siena e Roma; i risultati, oggetto anche di una tesi magistrale in Ecotossicologia e Sostenibilità Ambientale dell'Università di Siena, hanno mostrato come i cittadini intervistati avessero mediamente una scarsa conoscenza di queste tecnologie, ma che, in seguito a una breve spiegazione del loro funzionamento e dei possibili benefici fossero concordi all'idea di una possibile implementazione di impianti *Blue Energy* anche in un tratto di mare da loro solitamente frequentato. Questi questionari sono stati la base per un'indagine statistica all'interno delle attività di BLUE DEAL che è in corso di realizzazione e che coinvolgerà più di 2000 cittadini che vivono nelle città scelte dal progetto per lo sviluppo dei Lab e permetteranno di avere informazioni dettagliate e valide riguardo il parere della popolazione e far sì che sia più semplice e costruttivo il loro coinvolgimento nel processo di pianificazione ed mettere i giusti presupposti per evitare la dilagante sindrome NIMBY (acronimo anglosassone che sta per "Not In My Back Yard") che spesso affligge la realizzazione di nuovi impianti o infrastrutture.

Ovviamente, quello svolto nell'ambito di MAESTRALE è un processo di pianificazione esclusivamente teorico che non vuole andare a sostituirsi a procedimenti come potrebbero essere una VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) o i vari iter autorizzativi regionali o

ministeriali necessari in queste occasioni, ma vuole esclusivamente suggerire in maniera preliminare quali potrebbero essere i vantaggi e gli eventuali rischi se un'area come quella dell'Isola del Giglio decidesse di investire nella realizzazione di impianti per lo sfruttamento delle *Blue Energy*. Tanti sarebbero gli impatti da valutare per l'implementazione di impianti di questo tipo, che non sono stati e non potevano essere oggetto di questa tesi; primi tra tutti gli impatti a carico della flora e della fauna marina in quanto quelli marini sono per definizioni ecosistemi estremamente fragili, vulnerabili, ricchi di vita e di organismi spesso estremamente sensibili ad eventuali variazioni delle dinamiche al contorno e dell'azione delle attività antropiche.

L'impostazione che è stata imbastita in questo lavoro di tesi ha il pregio di aver messo insieme e cercato di armonizzare in maniera sistemica strumenti, metodologie, *framework*, informazioni e dati derivanti da almeno tre progetti europei, anche nell'ottica di edificare una struttura, una configurazione nuova che vedrà lo studio, sempre più approfondito, di queste tecnologie nel periodo 2021-2022, nell'ambito delle attività di progetto dei Lab di BLUE DEAL. La configurazione delineata in questo lavoro sarà la base concettuale per uno studio sistemico delle *Blue Energy* in almeno quattro realtà costiere tra Croazia, Grecia, Italia e Spagna.

Le *Blue Energy* sono quindi una soluzione e un sostituto più che valido per la produzione di energia pulita e l'Europa, l'Area MED e l'Italia sono e saranno sempre più protagoniste del loro sviluppo e del loro successo. L'Italia, in particolare, abbracciata dai suoi mari, ha le potenzialità per divenire un laboratorio a cielo aperto e pioniera nel sostegno e nell'implementazione di queste tecnologie, che saranno protagoniste di un futuro alle porte in cui essere *Green*, essere sostenibili diventerà la normalità, una inevitabile e necessaria consuetudine.

Tanti sono i progetti e fitta è la ricerca su questo ambito anche nel nostro Paese, basti pensare che molte delle tecnologie presentate in questa tesi sono di completa teorizzazione, sviluppo e realizzazione di aziende e centri di ricerca del Bel Paese; un esempio virtuoso che si spera non verrà ostacolato da insensate (in)decisioni politiche, è la realizzazione in progetto di quello che potrebbe diventare il primo impianto eolico flottante *offshore* italiano e il più grande al mondo, che prevede l'installazione di 190 turbine nel Canale di Sicilia, 60 km a largo di Mazara

del Vallo per un totale di 2900 MW di potenza installata, che potrebbe sopperire ai bisogni energetici di 3,4 milioni di famiglie³⁷.

Come già detto, l'Europa crede molto nella potenzialità di queste tecnologie, che saranno linfa vitale per la ripartenza post COVID-19 e che potranno usufruire dell'opportunità unica data dal *NextGenerationEU Recovery Fund* che mobilerà ingenti fondi pubblici che potrebbero assicurare e favorire lo sviluppo di queste tecnologie che altrimenti, essendo ancora in fase progettuale in molti casi, rischierebbero di rimanere schiacciate dalla crisi economica che caratterizzerà i prossimi anni (COM (2020) 741).

Le possibilità, gli strumenti, le tecnologie per mettere in atto un cambiamento reale, concreto e sincero dei nostri stili di vita esistono e, come mostrato anche in questo lavoro di tesi, hanno un grande potenziale e possono aiutare l'ambiente, la società e l'economia, nel pieno rispetto del concetto di sviluppo sostenibile, l'unica vera via per sperare in un futuro prospero per la società umana.

I giovani stanno osservando e cercano di agire per cambiare le storture e le ingiustizie del mondo nel quale viviamo. Le decisioni che prenderemo nei prossimi anni caratterizzeranno il nostro e, soprattutto, il futuro loro e delle generazioni che devono ancora nascere. La Storia giudicherà se il coraggio di credere in un futuro migliore c'è stato o è venuto a mancare. Sta a noi decidere se rimanere nell'oscurità dell'immorale sfruttamento della nostra Casa o decidere di uscire *a riveder le stelle*.

³⁷ https://www.repubblica.it/green-and-blue/2020/12/07/news/eolico_il_futuro_e_in_mare_ma_galleggiante_in_sicilia_parte_il_primo_progetto_nel_mediterraneo-274652589/?ref=RHTP-BH-I277317896-P1-S13-T1

6. BIBLIOGRAFIA

Ardelean M. & Minnebo P., 2015. HVDC Submarine Power Cables in the World; EUR 27527 EN;

Appiott J., Dhanju A., Cicin-Sain B., 2014. Encouraging renewable energy in the offshore environment. *Ocean & Coastal Management* 90, 58-64.

Araghi P.E., Dhanju A., Golmen L., Harris P., 2017. Other Marine-Based Energy Industries. In United Nations (Ed.), *The First Global Integrated Marine Assessment: World Ocean Assessment I* (pp. 353-362). Cambridge: Cambridge University Press.

Arena F., 2012. REWEC3: nuove dighe portuali per la produzione di energia elettrica dalle onde di mare. Università di Bari, 12 e 13 novembre 2012, Green City Energy MED. Presentazione disponibile [qui: https://greencityenergy.it/attibari2012/LUNEDI12NOVEMBRE/GreenPorts/Felice_Arena.pdf](https://greencityenergy.it/attibari2012/LUNEDI12NOVEMBRE/GreenPorts/Felice_Arena.pdf) [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Arena F., 2014. Un impianto REWEC 3 per la produzione di energia elettrica da moto ondoso: dall'invenzione del prof. Paolo Boccotti alla costruzione del primo prototipo. Workshop ENEA: Energia dal mare. Le nuove tecnologie per i mari italiani.

Arena F., 2016. Resonant Wave Energy Converters REWEC3: primi prototipi nei porti di Civitavecchia e di Salerno. Naples Shipping Week.

Babarit A., 2015. A database of capture width ratio of wave energy converters. *Renewable Energy* 80, 610-628.

Babarit A., Hals J., Muliawan M.J., Kurniawan A., Moan T., Krokstad J., 2012. Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *Renewable Energy* 41, 44-63.

Baldo G.L., Massimo M., Rossi S., 2008. *Analisi del ciclo di vita LCA. Gli strumenti per la progettazione sostenibile di materiali, prodotti e processi.* Edizioni Ambiente.

Banerjee S., Duckers L., Blanchard R.E., 2013. An overview on green house gas emission characteristics and energy evaluation of ocean energy systems from life cycle assessment and energy accounting studies. *Journal of Applied and Natural Science* 5, 535–540.

Barbier M., Charrier B., Araujo R., Holdt S.L., Jacquemin B. and C. Rebours, 2019. PEGASUS - PHYCOMORPH European Guidelines for a Sustainable Aquaculture of Seaweeds, COST Action FA1406 (M. Barbier and B. Charrier, Eds), Roscoff, France.

Barrera C., Losada I.J., Guanch R., Johanning L., 2019. The influence of wave parameter definition over floating wind platform mooring systems under severe sea states. *Ocean Engineering* 172, 105–126.

Bastianoni S., Campbell D.E., Ridolfi R., Pulselli F.M., 2009. The solar transformity of petroleum fuels. *Ecological Modelling* 220, 40-50.

Bastianoni S., Coscieme L., Caro D., Marchettini N., Pulselli F.M., 2019. The needs of sustainability: The overarching contribution of systems approach. *Ecological Indicators* 100, 69-73.

Bastianoni S., Marchettini N., 2000. The problem of co-production in environmental accounting by energy analysis. *Ecological Modelling* 129, 187–193.

Bastianoni S., Marchi M., Caro D., Casprini P., Pulselli F.M., 2014. The connection between 2006 IPCC GHG inventory methodology and ISO 14064-1 certification standard e a reference point for the environmental policies at sub-national scale. *Environmental. Science & Policy* 44, 97-107.

Birkeland C., 2011. Assessing the life cycle environmental impacts of offshore wind power generation and power transmission in the North Sea (Master's thesis), NTNU, Norwegian University of Science and Technology, Norway.

Boccotti P., 2003. On a new wave energy absorber, *Ocean Energy* 30 1191-1200.

Boccotti P., 2007. Caisson breakwaters embodying an OWC with a small opening - Part I: Theory. *Ocean Engineering* 34, 806–819.

Bonou A., Laurent A., Olsen S.I., 2016. Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application. *Applied Energy* 180, 327-337.

Bozzi S., Miquel A.M., Antonini A., Passoni G., Archetti R., 2013. Modeling of a Point Absorber for Energy Conversion in Italian Seas. *Energies* 2013, 6, 3033-3051.

Bozzi S., Besio G., Passoni G., 2018. Wave power technologies for the Mediterranean offshore: Scaling and performance analysis. *Coastal Engineering* 136, 130–146.

Brando G., Coiro D.P., Coppola M., Dannier A., Del Pizzo A., Spina I., 2016. Perturb and Observe Control for an Embedded Point Pivoted Absorber. *Energies*, 9, 939.

Brown M.T., Buranakarn V., 2003. Emergy indices and ratios for sustainable material cycles and recycle options. *Resources, Conservation and Recycling* 38, 1-22.

Brown M.T., McClanahan T.R., 1996. Emergy analysis perspectives of Thailand and Mekong River dam proposals. *Ecological Modelling* 91, 105-130.

Brown M.T., Raugei M., Ulgiati S., 2012. On boundaries and “investments” in Emergy Synthesis and LCA: a case study on thermal vs. photovoltaic electricity. *Ecological Indicators* 15, 227-235.

Brown M.T., Ulgiati S., 2002. Emergy evaluations and environmental loading of electricity production systems. *Journal of Cleaner Production* 10, 321-334.

Brown M.T., Ulgiati S., 2010. Updated evaluation of exergy and emergy driving the geobiosphere: a review and refinement of the emergy baseline. *Ecological Modelling* 221 (20), 2501–2508.

Brown M.T., Ulgiati S., 2016. Assessing the global environmental sources driving the geobiosphere: A revised emergy baseline. *Ecological Modelling* 339, 126–132.

Bruschi D.L., Fernandes J.C.S., Falcão A.F.O., Bergmann C.P., 2019. Analysis of the degradation in the Wells turbine blades of the Pico oscillating-water-column wave energy plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115, 109368.

Buccino M., Dentale F., Salerno D., Contestabile P., Calabrese M., 2016. The Use of CFD in the Analysis of Wave Loadings Acting on Seawave Slot-Cone Generators. *Sustainability*, 8, 1255.

Buranakarn V., 1998. Evaluation of recycling and reuse of building materials using the emergy analysis method. PhD Thesis, University of Florida, Gainesville, USA.

Buschmann A.H., Camus C., Infante J., Neori A., Israel Á., Hernández-González M.C., Pereda S. V., Gomez-Pinchetti J.L., Golberg A., Tadmor-Shalev N. and Critchleyl A.T., 2017. Seaweed production: overview of the global state of exploitation, farming, and emerging research activity. *European Journal of Phycology*, Vol. 52, pp. 391-406.

Cabezas H., Campbell D.E., Eason T., Garmestani A.S., Heberling M.T., Hopton M.E., Templeton J., White D., Zanowick M., 2010. San Luis Basin Sustainability Metrics Project: A Methodology for Evaluating Regional Sustainability, pp. 231. Report number EP A/600/R-10/182 of the Office of Research and Development National Risk Management Research Laboratory.

Campbell D.E., Brandt-Williams S.L., Cai T., 2005. Current technical problems in emergy analysis. In: Brown M.T., Campbell D., Tilley D., Ulgiati S. (Eds.), *Emergy Synthesis 3: Proceeding of the Emergy Research Conference*, Gainesville, FL, 2001. Center for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, pp. 143–158.

Campbell D.E., Brandt-Williams S.L., Meisch M.E.A., 2005. *Environmental Accounting Using Emergy: Evaluation of the State of West Virginia*. Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, 116.

Campbell D.E., Lu H., Walker H.A., 2014. Relationships among the energy, emergy, and money flows of the United States from 1900 to 2011. *Frontiers in Energy Research, Hypothesis and Theory Article*. Published: 17 October 2014.

Campbell E., 2013. Response to embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system (2012). *Energy policy* 60, 424-426.

Chipindula J., Botlaguduru V.S.V., Du H., Kommalapati R.R., Huque Z., 2018. Life Cycle Environmental Impact of Onshore and Offshore Wind Farms in Texas. *Sustainability* 10, 2022.

City-Zen - Smartcity, 2019. A Tale of Two Cities - How Amsterdam & Grenoble combined forces on their way to Carbon Neutrality. http://www.cityzen-smartcity.eu/wp-content/uploads/2019/11/interactive_final-deliverable-book.pdf [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Climate Summit for Local Leaders, 2015. Paris City Hall Declaration – A Decisive Contribution to COP21, 4 December 2015, https://www.uclg.org/sites/default/files/climate_summit_final_declaration.pdf [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Cohen M.J., Sweeney S., Brown M.T., 2007. Computing the unit emergy value of crustal elements, in *Emergy Synthesis 4: Theory and Applications of the Emergy Methodology*. Proceedings of the Fourth Biennial Emergy Conference, Eds M.T. Brown, and E. Bardi (Gainesville, FL: Center for Environmental Policy, Department of Environmental Engineering Sciences, University of Florida), 16th – 11th.

Coiro D.P., Troise G., Bizzarrini N., 2018. Experiences in Developing Tidal Current and Wave Energy Devices for Mediterranean Sea. *Frontiers in Energy Research* 6: 136.

Coiro D.P., Troise G., Scherillo F., De Marco A., Calise G., Bizzarrini N., 2017. Development, deployment and experimental test on the novel tethered system GEM for tidal current energy exploitation. *Renewable Energy* 114, 323-336.

Collins, M., R. Knutti, J. Arblaster, J.-L. Dufresne, T. Fichefet, P. Friedlingstein, X. Gao, W.J. Gutowski, T. Johns, G. Krinner, M. Shongwe, C. Tebaldi, A.J. Weaver and M. Wehner, 2013: Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Contestabile P., Di Lauro E. D., Buccino M., Vicinanza D., 2017. Economic assessment of Overtopping Breakwater for Energy Conversion (OBREC): a case study in Western Australia. *Sustainability* 9:51.

Contestabile P., Ferrante V., Di Lauro E., Vicinanza D., 2016. Prototype Overtopping Breakwater for Wave Energy Conversion at Port of Naples. *Proceedings of the Twenty-sixth (2016) International Ocean and Polar Engineering Conference*. Rhodes, Greece, June 26-July 1, 2016.

Contestabile P., Vicinanza D., 2018. Coastal Defence Integrating Wave-Energy-Based Desalination: A Case Study in Madagascar. *Journal of Marine Science and Engineering* 6, 64.

Coscieme L., Mortensen L.F., Anderson S., Ward J., Donohue I., Sutton P.C., 2020. Going beyond Gross Domestic Product as an indicator to bring coherence to the Sustainable Development Goals. *Journal of Cleaner Production* 248, 119232.

Costa M. & Agostinho F., 2017. Net Energy Assessment of Wind-Electricity Generation in the Brazilian Northeast Region. In: *9th Biennial Energy Research Conference*. Centre for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, FL.

Costanza R., Daly L., Fioramonti L., Giovannini E., Kubiszewski I., Mortensen L.F., Pickett K.E., Ragnarsdottir K.V., De Vogli R., Wilkinson R., 2016. Modelling and measuring sustainable wellbeing in connection with the UN Sustainable Development Goals. *Ecological Economics* 130, 350–355.

Creutzig F., Agoston P., Minx J. C., Canadell J. G., Andrew R. M., Le Quéré C., Peters G. P., Sharifi A., Yamagata Y., Dhakal S., 2016. Urban infrastructure choices structure climate solutions. *Nature Climate Change*, Vol 6, December 2016.

Crutzen P. J., 2002. Geology of mankind. *Nature* 415, 23.

Dahlsten H., 2009. Life Cycle Assessment of Electricity from Wave Power. Swedish University of Agricultural Sciences, Faculty of Natural Resources and Agricultural Sciences, Department of Energy and Technology. Uppsala, Svezia, 2009.

de Costa J. S., Pinto P., Sarmiento A., Gardner F., 2003. Modeling of an ocean waves power device AWS,” in Proceeding IEEE Conference Control Applications, vol. 1, pp. 618–623.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137”. Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2004, - Supplemento Ordinario n. 28.

Directive 2009/28/EC of the European parliament and of the council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Official Journal of the European Union, L 140/16, 5.6.2009.

Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea L 206 del 22 luglio 1992, pag. 7.

Direttiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 novembre 2009 concernente la conservazione degli uccelli selvatici. Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea L 20/7 del 26 gennaio 2010 (versione codificata).

Dolan S., 2007. Life cycle assessment and emergy synthesis of a theoretical offshore wind farm for Jacksonville, Florida. M.Sc. thesis, University of Florida. Available at <https://www.semanticscholar.org/paper/LIFE-CYCLE-ASSESSMENT-AND-EMERGY-SYNTHESIS-OF-A-FOR-Dolan/de73108c12e8856ba5cf8824156b85466ee70556> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Douglas C.A., Harrison G.P., Chick J.P., 2008. Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine. Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal Engineering for the Maritime Environment, Vol. 222.

Douziech M., Hellweg S., Verones F., 2016. Are wave and tidal energy plants new green technologies? Environmental Science & Technology 50, 7870-7878.

Eco Wave Power, 2019. Invitation to subscribe for shares in EWPG Holding AB (publ). Review Report. Stockholm, June 26, 2019. https://www.ecowavepower.com/wp-content/uploads/2019/07/EWP_prospekt_EN.pdf [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

El Hammoumi A., Chalh A., Allouhi A., Motahhir S., El Ghzizal A., Derouich A., 2021. Design and construction of a test bench to investigate the potential of floating PV systems. *Journal of Cleaner Production* 278, 123917.

Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg, F., 2014. Renewable energy resources: current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 39, 748–764.

European Commission, 2012. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, and the Committee of the Regions. Blue Growth opportunities for marine and maritime sustainable growth. Brussels, 13.9.2012, COM (2012) 494 final.

European Commission, 2014. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, and the Committee of the Regions. Blue Energy. Action needed to deliver on the potential of ocean energy in European seas and oceans by 2020 and beyond. Brussels, 20.1.2014, COM (2014) 8 final.

European Commission, 2018. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions, and the European Investment Bank. A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Brussels, 28.11.2018, COM (2018) 773 final.

European Commission, 2019. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, and the Committee of the Regions. Renewable Energy Progress Report. Brussels, 9.4.2019, COM (2019) 225 final.

European Commission, 2019. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, and the Committee of the Regions. The European Green Deal. Brussels, 11.12.2019, COM (2019) 640 final.

European Commission, 2020. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law). Brussels, 4.3.2020, COM (2020) 80 final.

European Commission, 2020. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. Brussels, 19.11.2020, COM (2020) 741 final.

European Council, 2019. A new strategic agenda for the EU 2019 – 2024. <https://www.consilium.europa.eu/media/39914/a-new-strategic-agenda-2019-2024.pdf> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Falçao A. F. de O., 2010. Wave energy utilization: A review of technologies. *Renewable and sustainable energy reviews* 14, 899-918.

Faÿ F-X, Henriques J.C., Kelly J., Mueller M., Abusara M., Wanan Sheng W., Marcos M., 2020. Comparative assessment of control strategies for the biradial turbine in the Mutriku OWC plant. *Renewable Energy* 146, 2766-2784.

Francesco, 2015. *Laudato si'*. Lettera Enciclica sulla cura della casa comune, Libreria Editrice Vaticana, Città del Vaticano 2015, pp. 232.

Gastelum L., 2017. Life Cycle Assessment of a Wave Energy Converter. Bachelor's Thesis, Mechanical Engineering, School of Architecture and the Built Environment, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2017.

Garolim Tidal Power Generation CO., Ltd. (GTPG), 2008. Draft Final Report on the Analysis of Energy in connection with the Construction of Tidal Power Plant in the Garolim Bay, 59 pp.

Ghigo A., Cottura L., Caradonna R., Bracco G., Mattiazzo G., 2020. Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm. *Journal of Marine Science and Engineering*, 8, 835.

Goffetti G., Montini M., Volpe F., Gigliotti M., Pulselli F. M., Sannino G., Marchettini M., 2018. Disaggregating the SWOT Analysis of Marine Renewable Energies. *Frontiers in Energy Research* 6: 138.

Hossain N., Mahlia T.M.I. and Saidur R., 2019. Latest development in microalgae-biofuel production with nano-additives. *Biotechnol Biofuels* 12, 125.

Ibarra-Berastegi G., Sáenz J., Ulazia A., Serras P., Esnaola G., Garcia-Soto C., 2018. Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm (2014–2016). *Ocean Engineering* 147, 20–29.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2006. 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories. In: Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., Tanabe K. (Eds.). IGES, Japan.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2013. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

IRENA (International Renewable Energy Agency), 2018a. Global Energy Transformation. A roadmap to 2050 (2019 edition). Disponibile online al link: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

IRENA (International Renewable Energy Agency), 2018b. Scaling up renewables in cities: Opportunities for municipal governments. December 2018. Report. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Dec/IRENA_Cities_2018a_Intro.pdf [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

ISO (International Organisation of Standardization) 14040. International standard. Environmental management-life cycle assessment-principles and framework. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization; 2006. www.iso.org.

ISO (International Organisation of Standardization) 14044. International standard. Environmental management-lifecycle assessment-requirements and guidelines. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization; 2006. www.iso.org.

Jouffray J-B., Blasiak R., Norström A.V., Österblom H., Nyström M., 2020. The Blue Acceleration: The Trajectory of Human Expansion into the Ocean. One Earth 2, January 24, 2020.

Ju Y.S., 2006. Evaluation of emergy for the construction of a tidal power plant at Lake Sihwa, Master's thesis, Department of Environmental Engineering, Pukyong University, 50 pp.

Kang D., Park S.S., 2002. Emergy evaluation perspectives of a multipurpose dam proposal in Korea. Journal of Environmental Management 66, 293-306.

Khan N., Kalair A., Abas N., Haider A., 2017. Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 72, 590–604.

Kim L.H.J. and Lee S.M., 2012. Energy Evaluation of the Tidal Power Plant in Saemanguem, Korea. In: 7th Biennial Energy Research Conference. Centre for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, FL.

Lan S.F., Qin P., Lu H.F., 2003. Energy Evaluation of Eco-economic System. Chemical Industrial Press, Beijing, China.

Legge Regionale 10 novembre 2014, n. 65, “Norme per il governo del territorio”. Bollettino Ufficiale n. 53, parte prima, del 12 novembre 2014.

Legge Regionale 19 marzo 2015, n. 30, “Norme per la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturalistico-ambientale regionale. Modifiche alla l.r. 24/1994, alla l.r. 65/1997, alla l.r. 24/2000 ed alla l.r. 10/2010”. Bollettino Ufficiale n. 14, parte prima, del 25 marzo 2015.

Leijon M., Boström C., Danielsson O., Gustafsson S., Haikonen K., Langhamer O., Strömstedt E., Stålberg M., Sundberg J., Svensson O., Tyrberg S., Waters R., 2008. Wave Energy from the North Sea: Experiences from the Lysekil Research Site. *Survey in Geophysics* 29: 221-240.

Lissandron S., 2010. Energia dal moto ondoso. Wave energy. Tesi di laurea triennale. Università degli studi di Padova.

Lombardi L., Mendecka B., Carnevale E., Stanek W., 2018. Environmental impacts of electricity production of micro wind turbines with vertical axis. *Renewable Energy* 128, 553-564.

Maccanti M., Marchi M., Pulselli F.M., Bastianoni S., 2017. Greenhouse Gas Emissions from the Integrated Waste Management System and the relevance at territorial scale: the case of the Province of Grosseto. *Procedia Environmental Science, Engineering and Management*, 4 (2) 91-100. 21th International Trade Fair of Material & Energy Recovery and Sustainable Development, ECOMONDO, 7th-10th November, 2017, Rimini, Italy.

Magagna D. & Uihlein A., 2015. Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives. *International Journal of Marine Energy* 11, 84–104.

Manzoni A., 2013. Stato dell'arte delle tecnologie di conversione dell'energia dal moto ondoso. Tesi di laurea. Politecnico di Milano.

Marchesi E., Negri M., Malavasi S., 2020. Development and analysis of a numerical model for a two-oscillating-body wave energy converter in shallow water. *Ocean Engineering* 214, 107765.

Marchi M., Jørgensen S.E., Pulselli F.M., Marchettini N., Bastianoni S., 2012. Modelling the carbon cycle of Siena province (Tuscany, Central Italy). *Ecological Modelling* 225, 40-60.

Marchi M., Niccolucci V., Menghetti F., Mangiavacchi S., Bastianoni S., 2014. Greenhouse Gas Emissions Accounting for Waste Management at the Local Scale, WIT Press, 1291-1300.

Marchi M., Niccolucci V., Pulselli R.M., Marchettini N., 2017a. Urban sustainability: CO₂ uptake by the green areas of the historic centre of Siena. *International Journal of Design & Nature and Ecodynamics* 12 (4), 407-417.

Marchi M., Niccolucci V., Pulselli R.M., Marchettini N., 2018. Environmental policies for GHG emissions reduction and energy transition in the medieval historic centre of Siena (Italy): the role of solar energy. *Journal of Cleaner Production* 185, 829-840.

Marchi M., Pulselli F.M., Mangiavacchi S., Menghetti F., Marchettini N., Bastianoni S., 2017b. The greenhouse gas inventory as a tool for planning integrated waste management systems: a case study in central Italy. *Journal of Cleaner Production* 142, 351-359.

Mehmood N., Liang Z., Khan J., 2012. Harnessing Ocean Energy by Tidal Current Technologies. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 4(18): 3476-3487.

Moretti G., Malara G., Scialò A., Daniele L., Romolo A., Vertechy R., Fontana M., Arena F., 2020. Modelling and field-testing of a breakwater-integrated U-OWC wave energy converter with dielectric elastomer generator. *Renewable Energy* 146, 628-642.

Moss R., Edmonds J., Hibbard K., Mannig M.R., Rose S.K., van Vuuren D.P., Carter T.R., Emori S., Kainuma M., Kram T., Meehl G.A., Mitchell J.F.B., Nakicenovic N., Riahi K., Smith S.J., Stouffer R.J., Thomson A.M., Weyant J.P., Wilbanks T.J., 2010. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature* 463, 747–756.

Murakami K., Kaneko S., Dhakal S., Sharifi A., 2020. Changes in per capita CO₂ emissions of six large Japanese cities between 1980 and 2000: An analysis using “The Four System Boundaries” approach. *Sustainable Cities and Society* 52, 101784.

Negri M. & Malavasi S., 2018. Wave Energy Harnessing in Shallow Water through Oscillating Bodies. *Energies*, 11, 2730.

Neri E., Rugani B., Benetto E., Bastianoni S., 2014. Emergy evaluation vs. life cycle-based embodied energy (solar, tidal and geothermal) of wood biomass resources. *Ecological Indicators* 36 419-430

Odum H.T., 1988. Self-organization, transformity, and information. *Science* 242, 1132–1139.

Odum H.T., 1996. *Environmental Accounting: Emergy and Decision Making*. Wiley, New York.

Odum H.T., 2000. Emergy of Global Processes. Folio #2: Handbook of Emergy Evaluation: A Compendium of Data for Emergy Computation Issued in a Series of Folios. Center for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, FL, 28 pp. Disponibile online al seguente link:

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5078809/mod_resource/content/1/Folio_2.pdf

[ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Odum H.T., Brown M.T., Brandt-Williams S., 2000. Introduction and Global Budget, Folio #1. Handbook of Emergy Evaluation. Center for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, USA. Disponibile online al seguente link:

<http://dl.icdst.org/pdfs/files2/0d88e173437187a87cdb4c9962749346.pdf> [ultimo accesso 15

dicembre 2020].

Odum H.T. & Odum E.P., 2000. The energetic basis for valuation of ecosystem services. *Ecosystems* 3, 21–23.

Ocean Energy Forum (OEF), 2016. *Ocean Energy Strategic Roadmap 2016, building ocean energy for Europe*.

Olabi A.G., 2017. Renewable energy and energy storage systems. *Energy* 136, 1-6.

O'Neill B.C., Kriegler E., Ebi K.L., Kemp-Benedict E., Riahi K., Rothman D.S., van Ruijven B.J., van Vuuren D.P., Birkmann J., Kok K., Levy M., Solecki W., 2016a. The roads ahead: narratives for Shared Socioeconomic Pathways describing world futures in the 21st century. *Global Environmental Change*.

Pantusa D. & Tomasicchio G.R., 2019. Large-scale offshore wind production in the Mediterranean Sea, *Cogent Engineering*, 6: 1, 1661112.

Paoli C., Vassallo P., Fabiano M., 2008. Solar power: an approach to transformity evaluation. *Ecological Engineering* 34, 191-206.

Paredes M.G., Padilla-Rivera A., Güereca L.P., 2019. Life Cycle Assessment of Ocean Energy Technologies: A Systematic Review. *Journal of Marine Science and Engineering* 7, 322.

Parker R.P.M, Harrison G.P., Chick J.P., 2007. Energy and carbon audit of an onshore wave energy converter. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. USA, 221, 1119-1130.

Patrizi N., Pulselli R.M., Neri E., Niccolucci V., Vicinanza D., Contestabile P. and Bastianoni S., 2019. Lifecycle Environmental Impact Assessment of an Overtopping Wave Energy Converter Embedded in Breakwater Systems. *Frontiers in Energy Research* 7:32.

Poujol B., Prieur-Vernat A., Dubranna J., Besseau R., Blanc I., Pérez-López P., 2020. Site-specific life cycle assessment of a pilot floating offshore wind farm based on suppliers' data and geolocated wind data. *Journal of Industrial Ecology*, 24: 248–262.

Poulain P.M., Menna M., Gerin R., 2018. Mapping Mediterranean tidal currents with surface drifters. *Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers*, 138, 22-33.

Pouran H.M., 2018. From collapsed coal mines to floating solar farms, why China's new power stations matter. *Energy Policy* 123, 414–420.

Priambodo A., Kumar S., 2001. Energy use and carbon dioxide emission of Indonesian small and medium scale industries, *Energy Conversion and Management*, 42, 1335-1348.

Prigogine I., 1980. *From Being to Becoming: Time and Complexity in the Physical Sciences*. Freeman, New York.

Pulselli F.M., Bastianoni S., Marchettini N., Tiezzi, E., 2011. "La Soglia della Sostenibilità – ovvero quello che il PIL non dice". Edizione Ampliata. Donzelli, Roma, 272 pp. ISBN 978-88-6036-660-3.

Pulselli F.M., Ciampalini F., Leipert C., Tiezzi E., 2008a. Integrating methods for the environmental sustainability: the SPIn-eco project in the province of Siena (Italy). *Journal of Environmental Management* 86 (2), 332-341.

Pulselli R.M., Maccanti M., Marrero M., van den Dobbelsteen A., Martin C., Marchettini N., 2018. Energy transition for decarbonisation of urban neighborhoods: a case study in Seville. In: Passerini G., Marchettini N., (Eds.), *Sustainable Development and Planning X, Transactions on Ecology and the Environment*, WIT Press, Southampton, Boston (US), vol. 217.

Pulselli R.M., Maccanti M., Neri E., Patrizi N., 2019a. Planning neighbourhood decarbonisation in Mediterranean cities. In: Piccinato G, (Eds.) QU3 - iQuaderni di U3, n. 20, year 7. Quodlibet, Macerata (IT).

Pulselli R.M., Marchi M., Neri E., Marchettini N., Bastianoni S., 2019b. Carbon accounting framework for decarbonisation of European city neighbourhoods. *Journal of Cleaner Production* 208, 850-868.

Pulselli R.M., Pulselli F.M., Mazzali U., Peron F., Bastianoni S., 2014. Emergy based evaluation of environmental performances of Living Wall and Grass Wall systems. *Energy and buildings* 73, 200-211.

Pulselli R.M., Pulselli F.M., Rustici M., 2008b. Emergy accounting of the Province of Siena: towards a thermodynamic geography for regional studies. *Journal of Environmental Management* 86 (2), 342-353.

Pulselli R.M. & Tiezzi E., 2009. *City Out of Chaos. The Sustainable World*. 19, WIT Press, Southampton (UK), p. 120.

Pulselli R.M., Simoncini E., Ridolfi R., Bastianoni S., 2008c. Specific emergy of cement and concrete: An energy-based appraisal of building materials and their transport. *Ecological Indicators*, 647-656.

Ramirez-Llodra E., Tyler P.A., Baker M.C., Bergstad O.A., Clark M.R., Escobar E., Levin L.A., Menot L., Rowden A.A., Smith C.R., Van Dover C.L., 2011. Man and the last great wilderness: human impact on the deep sea. *PLoS ONE* 6(7): e22588.

Raugei M., Bargigli S., Ulgiati S., 2007. Technological improvement and innovation in photovoltaics new emergy calculations. In: Brown M.T., Bardi E., Campbell D.E., Comar V., Huang S., Rydberg T., Tilley D., Ulgiati S. (Eds.), *Emergy Synthesis 4: Theory and Applications of the Emergy Methodology*. Proceedings of the 4th Biennial Emergy Conference. Center for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, pp. 1.1–1.12.

REGES Project, 2017. Progetto REGES: progetto per la verifica e la certificazione della Riduzione delle Emissioni dei Gas ad Effetto Serra per il territorio della Provincia di Siena e Anno 2014. (REGES Project: project for the verification and certification of the GHG emission reduction in the Province of Siena e Year 2014) (Reports).

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2016. *Renewables 2016 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818911-7-1.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2019. Renewables 2019 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818911-7-1.

Riahi K, van Vuuren D.P., Kriegler E., Edmonds J., O'Neill B.C., Fujimori S., Bauer N., Calvin K., Dellink R., Fricko O., Lutz W., Popp A., Cuaresma J.C., KC S., Leimbach M., Jiang L., Kram T., Rao S., Emmerling J., Ebi K., Hasegawa T., Havlik P., Humpenöder F., Da Silva L.A., Smith S., Stehfest E., Bosetti V., Eom J., Gernaat D., Masui T., Rogelj J., Strefler J., Drouet L., Krey V., Luderer G., Harmsen M., Takahashi K., Baumstark L., Doelman J.C., Kainuma M., Klimont Z., Marangoni G., Lotze-Campen H., Obersteiner M., Tabeau A., Massimo Tavoni M., 2017. The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview. *Global Environmental Change*, 42: 153-168.

Riposo D., 2008. Integrated energy and environmental analysis of utility-scale wind power production. M.Sc. thesis, University of Maryland. Disponibile al seguente link: <https://drum.lib.umd.edu/bitstream/handle/1903/8598/umi-umd-5707.pdf;jsessionid=5969580DAD1CED53EBCA146981CBB7FA?sequence=1> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Rockström J., Gaffney O., Rogelj J., Meinshausen M., Nakicenovic N., Joachim Schellnhuber H.J., 2017. A roadmap for rapid decarbonisation. *Science* 355 (6331), 1269-1271.

Rockström J., Steffen W., Noone K., Persson A., Chapin, F.S., Lambin E.F., Lenton T.M., Scheffer M., Folke C., Schellnhuber H.J., Nykvist B., de Wit C.A., Hughes T., van der Leeuw S., Rodhe H., Sörlin S., Snyder P.K., Costanza R., Svedin U., Falkenmark M., Karlberg L., Corell R.W., Fabry V.J., Hansen J., Walker B., Liverman D., Richardson K., Crutzen P., Foley J.A., 2009. A safe operating space for humanity. *Nature* 461, 472-475.

Sahu A., Yadav N., Sudhakar K., 2016. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66, 815-824.

Saladini F., Patrizi N., Pulselli F.M., Marchettini N., Bastianoni S., 2016. Guidelines for emergy evaluation of first, second and third generation biofuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66, 221-227.

Serras P., Ibarra-Berastegi G., Sáenz J., Ulazia A., 2019. Combining random forests and physics-based models to forecast the electricity generated by ocean waves: A case study of the Mutriku wave farm. *Ocean Engineering* 189, 106314.

SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry), 1991. A technical Framework for Life Cycle Assessment, Proceeding of Vermont Meeting (USA), Agosto 1990.

Short A.D., 2012. Coastal Processes and Beaches. Nature Education Knowledge 3(10): 15. Disponibile al seguente link: <https://www.nature.com/scitable/knowledge/library/coastal-processes-and-beaches-26276621/> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Sørensen H.C., Naef S., Anderberg S., Hauschild M.Z., 2006. Life cycle assessment of the wave energy converter: Wave Dragon. In Proceedings of the International Conference on Ocean Energy, Bremerhaven, Germany, 23–24 October 2006.

Spanos P.D., Strati F.M., Malara G., Arena F., 2018. An approach for non-linear stochastic analysis of U-shaped OWC wave energy converters. Probabilistic Engineering Mechanics 54, 44-52.

Steffen W., Crutzen P.J. & McNeill J.R., 2007. The Anthropocene: Are Humans Now Overwhelming the Great Forces of Nature? *Ambio* 36, 614–621.

Strati F.M., Malara G., Arena F., 2016. Performance optimization of a U-Oscillating-Water-Column wave energy harvester. *Renewable Energy* 99, 1019-1028.

Tedesco M., Brauns E., Cipollina A., Micale G., Modica P., Russo G., Helsen J., 2015. Reverse Electrodialysis with saline waters and concentrated brines: a laboratory investigation towards technology scale-up, *Journal of Membrane Science* 492, 9-20.

Tedesco M., Cipollina A., Tamburini A., Micale G., 2017. Towards 1 kW power production in a reverse electrodialysis pilot plant with saline waters and concentrated brines. *Journal of Membrane Science* 522, 226-236.

Thomson R.C., Chick J.P., Harrison G.P., 2019. An LCA of the Pelamis wave energy converter. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 24, 51-63.

Thomson R.C., Harrison G.P. & Chick J.P., 2011. Life Cycle Assessment in the Marine Renewable Energy Sector. In LCA report - Instruments for Green Futures Markets: Proceedings from the LCA XI International Conference, October 4-6, 2011, Chicago, IL, United States. American Center for Life Cycle Assessment, pp. 120-125, LCA XI, Chicago, United States, 4/10/11.

Thunberg G., Thunberg S., Ernman M., Ernman B., 2019. *La nostra casa è in fiamme - La nostra battaglia contro il cambiamento climatico*. Traduzione di Andrea Stringhetti e Silvia Canavero, Edizioni Mondadori, 2019, ISBN 978-88-520-9403-3.

Tiezzi E., 1984. *Tempi storici, tempi biologici*. Garzanti, Milano, 1984.

Torre-Enciso Y., Ortubia I., López de Aguilera L.I., Marqués J., 2009. Mutriku Wave Power Plant:

from the thinking out to the reality. Proceedings of the 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Uppsala, Sweden, 2009.

Trapani K. & Santafé M.R., 2014. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 23: 524-532.

Tsai L., Kelly J.C., Simon B.S, Chalot R.M., Keoleian G.A., 2016. Life Cycle Assessment of Offshore Wind Farm Siting - Effects of Locational Factors, Lake Depth, and Distance from Shore. *Journal of Industrial Ecology*, Volume 20, Number 6, 1370-1383.

Uihlein A., 2016. Life cycle assessment of ocean energy technologies. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21, 1425-1437.

Ulgiati S. & Brown M.T., 2002. Quantifying the environmental support for dilution and abatement of process emissions – The case of electricity production. *Journal of Cleaner Production* 10, 335-48.

UN (United Nations), 2015. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development, 21 October 2015, A/RES/70/1. Disponibile al seguente link: <https://www.refworld.org/docid/57b6e3e44.html> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

UN (United Nations), 2019. World Urbanization Prospects - The 2018 Revision. New York, pp. 126. Report. <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-Report.pdf> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), 2015. Paris Agreement. United Nations Framework Convention on Climate Change, doc. FCCC/CP/2015/L.9, 12 December. Disponibile al seguente link: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

UN. Population Division, 2018. The World's cities in 2018: data booklet. New York, pp.34. Report. <https://digitallibrary.un.org/record/3799524> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Vannucchi V. & Cappietti L., 2016. Wave Energy Assessment and Performance Estimation of State of the Art Wave Energy Converters in Italian Hotspots. *Sustainability* 8, 1300.

van Vuuren D.P., Edmonds J., Kainuma M., Riahi K., Thomson A., Hibbard K., Hurtt G.C., Kram T., Krey V., Lamarque J.F., Masui T., Meinshausen M., Nakicenovic N., Smith S.J., Rose S.K., 2011. The representative concentration pathways: an overview. *Climate Change* 109, 5-31.

Vestas, 2017. Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.45 MW Wind Plant - 31st July 2017, Version 1.1. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark. Disponibile al seguente link: https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/v1123%2045mw_mk3a_iso_lca_final_31072017.pdf [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Vicinanza D., Stagonas D., Müller G., Nørgaard J. H., Andersen T. L., 2012. Innovative Breakwaters Design for Wave Energy Conversion. Conference Paper in Coastal Engineering Proceedings, December 2012.

Wadhams P., 2006. Review of Ocean Sciences: Bridging the Millennia - A Spectrum of Historical Accounts, edited by Morcos S., Zhu M., Charlier R., Gerges M., Kullenberg G., Lenz W., Lu M., and Zou E., and English editor G. Wright. *Oceanography* 19 (1), 198-199.

Walker S., 2006. Life Cycle Comparison of a Wave and Tidal Energy Device; The University of Sheffield.

Walker S. & Howell R., 2011. Life Cycle Comparison of a Wave and Tidal Energy Device. Ph.D Thesis, E-Futures Doctoral Training Centre, University of Sheeld, Sheeld, UK, 2011.

Walker S., Howell R., Hodgson P., Grin A., 2015. Tidal energy machines: A comparative life cycle assessment study. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, USA 229, 124-140.

Wavestar, 2013. Wavestar prototype at Roshage - Performance data for ForskVE project no 2009-1-10305 phase 1 & 2, January 2013. Disponibile al seguente link: <http://wavestarenergy.com/sites/default/files/Wavestar%20prototype%20at%20Roshage%20-%20performance%20data%20for%20ForskVE%20project%20no%20....pdf> [ultimo accesso 15 dicembre 2020].

Weinstein A., Fredrikson G., Parks M.J., Nielsen K., 2004. AquaBuOY - The Offshore Wave Energy Converter Numerical Modeling and Optimization. In *Proceedings of the OCEANS'04*, Kobe, Japan, 9-12 November 2004.

Weinzettel J., Reenaas M., Solli C., Hertwich E.G., 2009. Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine. *Renewable Energy* 34, 742-747.

Wernet G., Bauer C., Steubing B., Reinhard J., Moreno-Ruiz E., and Weidema B., 2016. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *Int. J. Life Cycle Assess.* 21, 1218-1230.

Williams J.H., DeBenedictis A., Ghanadan R., Mahone A., Moore J., Morrow III W.R., Price S., Torn M.S., 2012. The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: the pivotal role of electricity. *Science* 335, 53-59.

Yang J. & Chen B., 2016. Emergy-based sustainability evaluation of wind power generation systems. *Applied Energy* 177, 239-246.

Yang J., Tu Q., Liu B.L., 2012. Estimates of sediment loss in the emergy-based flows of a hydropower production system. In: 7th Biennial Emergy Research Conference. Centre for Environmental Policy, University of Florida, Gainesville, FL.

Yang Q., Chen G.Q., Liao S., Zhao Y.H., Peng H.W., Chen H.P., 2013. Environmental sustainability of wind power: an emergy analysis of a Chinese wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25, 229-239.

Zhai Q., Zhu L., Lu S., 2018. Life Cycle Assessment of a Buoy-Rope-Drum Wave Energy Converter. *Energies* 11, 2432.

Zhang L.X., Pang M.Y., Wang C.B., 2014. Emergy analysis of a small hydropower plant in southwestern China. *Ecological Indicators* 38, 81-88.

Zhang L.X., Tang S.J., Hao Y., Pang M.Y., 2018. Integrated emergy and economic evaluation of a case tidal power plant in China. *Journal of Cleaner Production* 182, 38-45.

Zhang M., Wang Z., Xu C., Jiang H., 2012. Embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system. *Energy Policy* 42, 232–238.

Zhang X., Jiang W., Shihuai D., Kui P., 2009. Emergy evaluation of the sustainability of Chinese steel production during 1998–2004. *Journal of Cleaner Production* 17, 1030–1038.

Zhang X., Xu L., Chen Y., Liu T., 2020. Emergy-based ecological footprint analysis of a wind farm in China. *Ecological Indicators* 111, 106018.

7. SITOGRAFIA

L'ultimo accesso di controllo per ogni fonte sitografica è stato effettuato in data 15 dicembre 2020.

<https://asvis.it/>

<http://www.cityzen-smartcity.eu/>

<https://cordis.europa.eu/project/id/608702/it>

<http://www.ecodynamics.unisi.it/?p=1160>

<http://www.ecodynamics.unisi.it/?p=1670>

<https://maestrale.interreg-med.eu/>

<https://www.ecowavepower.com/our-technology/how-it-works/>

<https://www.enostra.it/>

<https://www.edf.fr/en/the-edf-group/industrial-provider/renewable-energies/marine-energy/tidal-power>

<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>

<https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20201002IPR88431/legge-ue-sul-clima-aumentare-obiettivo-di-riduzione-emissioni-per-2030-al-60>

https://ec.europa.eu/regional_policy/en/funding/erdf/

https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/blue_growth_en

<https://fridaysforfuture.org/>

<https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>

<https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-overview>

<https://www.interregeurope.eu/>

<https://interreg-med.eu/>

<https://www.nordicghp.com/2017/01/heat-pump-effective-temperature-range/>

<https://va.minambiente.it/File/Documento/53166>

<https://seabased.com/the-technology>

<https://seatwirl.com/>

<https://www.swel.eu/>

<https://unfccc.int/news/climate-ambition-alliance-nations-renew-their-push-to-upscale-action-by-2020-and-achieve-net-zero>

<https://www.unwto.org/sustainable-development>

<https://www.lagunafuni.it/CATALOGO/FUNI.pdf>

<http://www.seapowerscrl.com/ocean-and-river-system/gel>

https://en.wikipedia.org/wiki/Abundance_of_elements_in_Earth%27s_crust

<https://w3.windfair.net/wind-energy/news/17729-product-pick-of-the-week-alstom-s->

[haliade-150-6mw-offshore-wind-turbine](https://w3.windfair.net/wind-energy/news/17729-product-pick-of-the-week-alstom-s-haliade-150-6mw-offshore-wind-turbine)

<https://info-efgl.fr/>

<https://www.vipi.it/cavi-sottopiombo.html>

<https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/costi-dell-energia-pannelli-solari-flessibili/>

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

<https://www.repubblica.it/green-and->

[blue/2020/12/07/news/eolico-il-futuro-e-in-mare-ma-galleggiante-in-sicilia-parte-il-pri
mo-progetto-nel-mediterraneo-274652589/?ref=RHTP-BH-I277317896-P1-S13-T1](https://www.repubblica.it/green-and-blue/2020/12/07/news/eolico-il-futuro-e-in-mare-ma-galleggiante-in-sicilia-parte-il-primo-progetto-nel-mediterraneo-274652589/?ref=RHTP-BH-I277317896-P1-S13-T1)

RINGRAZIAMENTI

Questi 3 anni sono stati un viaggio lungo e complesso, ma se mi riguardo indietro, anche ricco di soddisfazioni e traguardi conquistati. È stato un arduo percorso di crescita personale e se sono arrivato qui lo devo a tutti coloro che hanno fatto parte, in misura più o meno grande, della mia vita di questi anni.

...e quindi i miei "Grazie" vanno alla mia Famiglia che c'è e c'è sempre stata; a tutti i colleghi di Ecodynamics Group, anche a chi è passato di qui per pochi mesi lasciando un segno indelebile; ai MaGiuMoGa perché, senza di loro, arrivare in fondo a questo percorso a ostacoli sarebbe stato impossibile; alle mie sorelle e ai miei fratelli di Fridays For Future Siena, linfa di speranza in questo mondo allo sbando; ai Pici, equilibratori del mio stato mentale; ai *caffè* di questi ultimi mesi, bolla di pace nel frastuono dei giorni; a quei pochi amici veri, contenuti nelle dita di una mano, compagni certi di questo viaggio chiamato Vita; alla mia psicologa, che ha tenuto insieme i pezzi della mia mente; alla musica, la *vera musica*, conferma dell'origine divina dell'Uomo; a tutti coloro che sono passati, per un tempo più o meno lungo, nella mia vita, arricchendola e rendendola bella com'è.

E, non per ultimo, ringrazio me, che ho saputo cogliere il meglio da questo percorso, che mi sono voluto bene (per quanto possibile) e che, anche nei momenti peggiori, ho stretto i denti e sono andato avanti.

Siena, 8 gennaio 2021.