



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE  
**DIPARTIMENTO SCIENZE DELLA VITA E DELL'AMBIENTE**

**Corso di Laurea Magistrale  
Rischio Ambientale e Protezione Civile**

Analisi delle opinioni degli stakeholder e del giudizio esperto  
per la valutazione della sostenibilità di opzioni gestionali di  
piattaforme offshore a fine vita del Mar Adriatico

Analysis of stakeholder opinions and expert judgment for the  
assessment of the sustainability of management options of  
offshore platforms at the end of life in the Adriatic Sea

Tesi di Laurea Magistrale di:  
Valerio Buccino

Relatore:  
Prof. Antonio Dell'Anno

**Sessione Estiva**

**Anno Accademico 2019/2020**

## INDICE

PREMESSA .....	4
1. INTRODUZIONE .....	7
1.1 Cenni storici sull'industria off-shore .....	7
1.1.1 Storia dell'industria estrattiva in Italia .....	9
1.2 Strutture Off-Shore .....	13
1.2.1 Piattaforme fisse.....	13
1.2.2 Piattaforme mobili .....	15
1.3 Decommissioning di piattaforme estrattive off-shore .....	18
1.4 Quadro normativo .....	24
1.4.1 Contesto normativo internazionale .....	25
1.4.2 Contesto normativo negli USA.....	32
1.4.3 Contesto normativo nell'Oceano Atlantico nord-orientale .....	33
1.4.4 Contesto normativo nel Mare Mediterraneo.....	36
1.4.5 Contesto normativo in Italia .....	38
1.5 Opzioni gestionali per piattaforme off-shore a fine vita.....	43
1.5.1 Le piattaforme come habitat produttivo .....	44
1.5.2 Impatti ambientali dovuti alla rimozione totale delle piattaforme ..	47
1.5.3 Esempi di riutilizzo di piattaforme off-shore.....	49
2. OBIETTIVI .....	55
3. MATERIALI E METODI.....	56
3.1 Analisi del contesto territoriale.....	56
3.2 Valutazione partecipata a supporto della gestione sostenibile di piattaforme offshore a fine vita.....	59
3.2.1 Somministrazione dei questionari.....	70
3.3 Analisi dei dati .....	71
4. RISULTATI .....	74
4.1 - Distribuzione delle piattaforme nel Mar Adriatico .....	74

4.2 – Analisi descrittiva dei campioni.....	77
4.2.1 – Stakeholder .....	77
4.2.2 – Esperti .....	80
4.3 – Potential for Conflict Index .....	83
4.3.1 – Domande comuni alle categorie .....	83
4.3.2 – Output sulle domande formulate solo alla categoria esperti.....	100
4.4 – Modello di regressione.....	105
5. DISCUSSIONE.....	109
BIBLIOGRAFIA.....	123
RINGRAZIAMENTI .....	131

## **PREMESSA**

Le piattaforme estrattive off-shore di petrolio e gas stanno terminando la loro fase operativa in molte aree del mondo e presto sarà necessario attivare procedure per la loro dismissione (Fowler et al., 2014). Attualmente a livello globale sono presenti oltre 7500 piattaforme off-shore, di cui circa l'85 % avrà terminato la propria fase produttiva entro la fine del prossimo decennio (van Elden et al., 2019; Parente et al. 2006).

Il decommissioning delle piattaforme off-shore viene usualmente effettuato rimuovendo integralmente le piattaforme dall'ambiente marino in cui si trovano, portandole a terra e poi demolendole o smontandole per riutilizzarne/riciclarne alcune parti o, in qualche caso, effettuando un revamping del topside per poi riutilizzarlo in altri giacimenti (Paci & Archetti, 2018; Bull & Love, 2019).

Molte nazioni richiedono la rimozione completa delle strutture obsolete, ma l'impatto ambientale delle attività connesse è tuttora poco conosciuto (Owen & Rice, 2003; Jørgensen 2012). Quello economico invece è stimato possa costare alle industrie estrattive di gas e petrolio oltre 40 miliardi di dollari americani (Salcido, 2005).

Queste politiche si basano sull'assunto che "lasciare il fondale come è stato trovato" rappresenti l'opzione ecologicamente più sostenibile (Fowler et al., 2014). È risaputo tuttavia che, durante il loro ciclo produttivo, le piattaforme sono in grado di sostenere comunità biologiche abbondanti e diversificate, alcune delle quali di importanza regionale. In altri casi, le piattaforme possono fornire importanti habitat che assicurano la connettività delle popolazioni (Macreadie et al., 2011).

Risulta pertanto improbabile che la rimozione di tali strutture rappresenti la migliore pratica da un punto di vista ecologico-ambientale; in questi ultimi anni sono apparsi tanti studi e proposte di riconversione, più o meno originali, segno dell'interesse che c'è nel voler esplorare possibili utilizzi alternativi. In alcuni Paesi è in corso il dibattito relativo alla validità di questi programmi.

Sotto questo impulso, è nato il progetto "PLaCE – Conversione di Piattaforme Off Shore per usi multipli eco-sostenibili", finanziato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, che vede come soggetto capofila l'Università Politecnica delle Marche e coinvolge altri 5 istituti di ricerca/università, una PMI e un grande partner industriale del settore oil & gas.

PLaCE mira a testare, per la prima volta a livello nazionale, tecnologie d'avanguardia e soluzioni per il riutilizzo eco-sostenibile di piattaforme off-shore situate di fronte alla costa abruzzese alla fine della loro fase produttiva.

Questo lavoro di tesi, svolto all'interno del progetto PLaCE, si pone come obiettivo la valutazione, attraverso un'analisi multi-criteriale, della sostenibilità di differenti scenari legati alla gestione delle piattaforme estrattive off-shore a fine vita nel Mare Adriatico.

Inizialmente viene riportata un'analisi storica dell'industria petrolifera off-shore, con un focus sulla realtà italiana. Successivamente, dopo aver descritto le diverse tipologie e le componenti strutturali di una piattaforma estrattiva off-shore, sarà approfondito il tema del decommissioning, attraverso l'illustrazione del quadro normativo vigente, degli scenari alternativi alla rimozione completa e delle nuove prospettive per il riuso.

La fase operativa dello studio è iniziata con la caratterizzazione dei siti e delle piattaforme presenti in Adriatico, attraverso un'analisi dei dati disponibili, e sono state selezionate le opzioni gestionali praticabili. Successivamente è stata effettuata un'indagine basata sulla somministrazione di questionari a diversi portatori di interesse (*stakeholder*) ed esperti della tematica, al fine di valutare il loro orientamento su diverse opzioni gestionali delle piattaforme a fine vita e definire, attraverso il confronto dei risultati ottenuti, il grado di accordo a supporto di un processo decisionale condiviso per la loro gestione eco-sostenibile.

# 1. INTRODUZIONE

## *1.1 Cenni storici sull'industria off-shore*

La nascita dell'industria estrattiva off-shore risale agli anni immediatamente successivi alla fine della Seconda Guerra Mondiale, anche se erano già state effettuate precedentemente le prime perforazioni in mare (Paci & Archetti, 2018).

La scoperta del petrolio avvenne il 28 agosto 1859, in Pennsylvania a soli 21 metri di profondità (fonte RIE, 2012), mentre i primi esperimenti sull'estrazione in mare furono effettuati in California e risalgono al 1897: l'impianto di perforazione consisteva in un derrick installato sulla testata di un pontile in legno che si spingeva fino a circa un centinaio di metri dalla spiaggia (Paci & Archetti, 2018). Nel 1937 la Shell e la Pure Oil fecero un primo tentativo di perforazione in mare aperto a circa un miglio dalla costa della Louisiana, su un fondale profondo circa cinque metri impiegando il sistema del derrick montato su una palificata di legno. Nel novembre 1947, la Kerr-McGee installò la Kermac 16 nel Golfo del Messico, la prima vera piattaforma off-shore al mondo a produrre petrolio (Pratt et al., 1997; Bull & Love, 2019).



*Figura 1.1.1 - Piattaforma Kermac 16 (Fonte: American Oil & Gas)*

Da quel pozzo verranno prodotti 1,4 milioni di barili di petrolio e 307 milioni di metri cubi di gas naturale fino al 1984 (Paci & Archetti, 2018). Questo successo dimostrò la fattibilità dell'utilizzo di piattaforme petrolifere servite in



mare e ha aperto una nuova era di esplorazione e produzione di petrolio off-shore. Tra il 1934 e la metà degli anni Cinquanta furono anche ideati due tra i mezzi che più avrebbero contribuito allo sviluppo dell'industria off-shore: le unità sommergibili (da cui negli anni Sessanta furono poi derivati i semisommergibili) ed i *jack-up* (una struttura marina composta da uno scafo, delle gambe e un sistema di sollevamento) (Pratt et al., 1997).

Le diverse tecnologie sviluppate per il Golfo del Messico furono esportate, a partire dalla fine degli anni Cinquanta, anche in altre parti del mondo trovando ideale impiego in particolare nelle acque del Golfo Persico, di Trinidad, del Borneo, del Mediterraneo e più tardi nell'Africa Occidentale. A metà degli anni Sessanta, dopo alcune incoraggianti esperienze in acque profonde effettuate nel Golfo del Messico, le attività di esplorazione presero impulso anche in Nord Europa e la British Petroleum identificò alcuni importanti giacimenti di gas nella parte meridionale del Mare del Nord (Paci & Archetti, 2018).

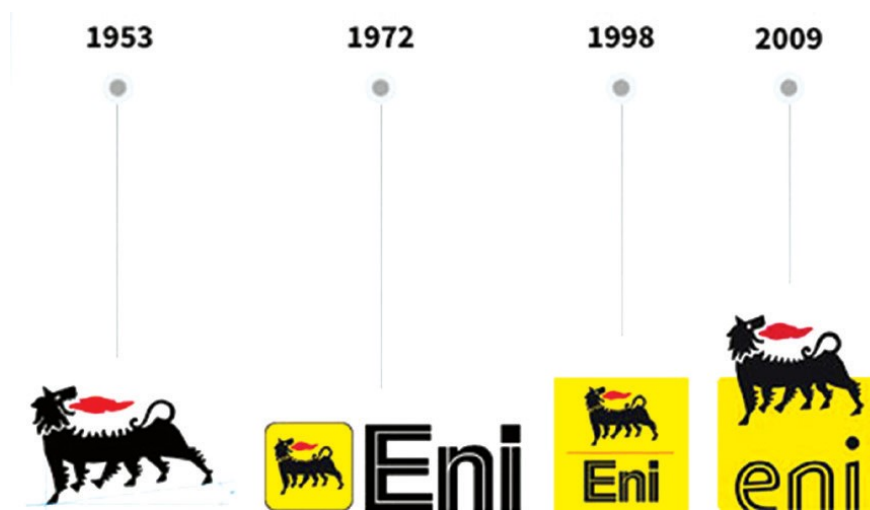
### *1.1.1 Storia dell'industria estrattiva in Italia*

La presenza e lo sfruttamento del petrolio in Italia è molto antico e risale certamente almeno ai tempi dei Romani; infatti le manifestazioni petrolifere naturali nell'Appennino erano sfruttate come combustibile ed impermeabilizzante (Van Dijk et al., 2012). Dalla metà dell'Ottocento l'imprenditoria italiana investì moltissimo nel petrolio, attraverso l'adozione di

tecniche di perforazione all'avanguardia, ricorrendo all'ausilio di geologi e tenendo in alta considerazione l'apporto estero (fonte RIE, 2012). Alla nascita dello Stato d'Italia nel 1861 si contavano solo cinque miniere che producevano quattro tonnellate di petrolio; quantità irrilevante che consentì comunque all'Italia di essere nel 1865 la quinta nazione al mondo a produrre petrolio dopo Romania, Stati Uniti, Canada e Russia (fonte RIE, 2012).

Più si affermava il potere del petrolio più si palesavano, tuttavia, i limiti dell'iniziativa privata, motivati dalle scarse possibilità di accesso al sottosuolo, ma soprattutto dalla ridotta attitudine a mettere a rischio gli scarsi capitali in attività caratterizzate da lunghi tempi di ritorno. Inoltre, tra il 1911 e il 1925 le ricerche minerarie non avevano sortito positivi risultati mentre la produzione inesorabilmente declinava (Paci & Archetti, 2018). Questo spinse il Governo italiano, consapevole dell'impossibilità di soddisfare la crescente domanda del mercato degli idrocarburi, nel maggio del 1926 a fondare l'Azienda Generale Italiana Petroli (AGIP), con il compito di svolgere ricerche su tutto il territorio nazionale, spingendosi anche all'estero. Per i primi quarant'anni del XX secolo, l'esplorazione petrolifera in Italia dette tuttavia pochi risultati. La geologia complessa e la struttura tettonica molto frammentata del nostro Paese avrebbero richiesto tecnologie allora inesistenti (fonte RIE, 2012). Nell'immediato dopoguerra il Governo italiano diede incarico di smantellare l'AGIP ad Enrico

Mattei, il quale, resosi conto delle potenzialità dell'Ente, invece di seguire le istruzioni ricevute, riorganizzò l'azienda e il 10 febbraio 1953 fondò l'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), di cui l'AGIP divenne struttura portante. Tra il 1946 e il 1960 l'Azienda di Stato moltiplica di 50 volte i metri perforati con un aumento delle riserve, soprattutto di gas, da valori insignificanti di 300 milioni di barili di petrolio equivalente nel 1950 a 3.416 nel 1980. Se la produzione di petrolio rimaneva comunque marginale sulla domanda interna, quella del gas sarà in grado di alimentare per molti anni l'intera domanda (Paci & Archetti, 2018).



*Figura 1.1.2 – Evoluzione loghi ENI (Fonte: ENI)*

Negli anni Cinquanta l'attività di esplorazione in Pianura Padana fu frenetica e contemporaneamente fu fatto un rilievo nell'off-shore di Gela per studiare e verificare l'estensione in mare dell'omonimo giacimento scoperto a terra nel 1957. Nel 1959 fu così perforato il pozzo Gela 21 che è riconosciuto come il

primo pozzo off-shore perforato nell'Europa Occidentale. L'anno successivo, nel 1960, si perfora il primo pozzo dell'Adriatico, davanti a Ravenna, dove inizia la prima produzione europea di gas da giacimenti off-shore (fonte RIE, 2012).

La complessa geologia dell'Italia ha dato alla penisola un assetto strutturale e sedimentario molto articolato; questo non ha favorito la formazione di grandi ed estesi bacini petroliferi, ma ha creato localmente situazioni favorevoli alla formazione di numerose province di una certa importanza, anche se non di grande estensione (Paci & Archetti, 2018). Le province petrolifere più importanti sono l'Alto e Medio Adriatico e la Pianura Padana, il Bacino di Pescara, l'Adriatico meridionale, l'Appennino meridionale, la Fossa Bradanica pugliese, l'off-shore ionico della Calabria, la Sicilia centrale, il Bacino Pelagico del Canale di Sicilia (fonte RIE, 2012).

I giacimenti in produzione a gas più importanti si trovano nell'off-shore adriatico, in Sicilia, Puglia, Emilia-Romagna e degni di nota sono anche i giacimenti dell'off-shore ionico, al largo di Crotona. Tra i giacimenti dell'off-shore adriatico si ricordano quelli al largo di Ravenna, Cervia, Rimini, Pesaro, insieme con altri minori che si susseguono fino al largo di Pescara (fonte RIE 2012).

## ***1.2 Strutture Off-Shore***

Esistono diverse tipologie di impianti di perforazione off-shore, diversificati in relazione alle caratteristiche ambientali del sito in cui devono essere installati. In fase progettuale bisogna tenere conto della profondità del fondale, della natura litologica del fondale stesso, della sismicità dell'area, delle condizioni meteo, della tipologia di carburante da estrarre e della grandezza del giacimento in questione (Paci & Archetti, 2018; Sadeghi, 2007; Fassera & Pone, 1999). Progettare e costruire tali strutture comporta una serie di problemi e complicazioni molto maggiori rispetto alle strutture on-shore, partendo dal fatto che a terra il suolo stesso provvede a creare una piattaforma vera e propria mentre in mare essa va interamente costruita.

### ***1.2.1 Piattaforme fisse***

Queste piattaforme sono utilizzate quando il pozzo è di grandi dimensioni e possono fungere anche da attracco per navi che non possono entrare in porto (Paci & Archetti, 2018). Questa struttura è in grado di operare fino a 400 metri di profondità ed è composta di tre parti fondamentali: il *deck* (emerso), il *jacket* (sommerso) e le fondazioni (Sadeghi, 2007; Paci & Archetti, 2018; Bull & Love, 2019; Leporini et al., 2019).

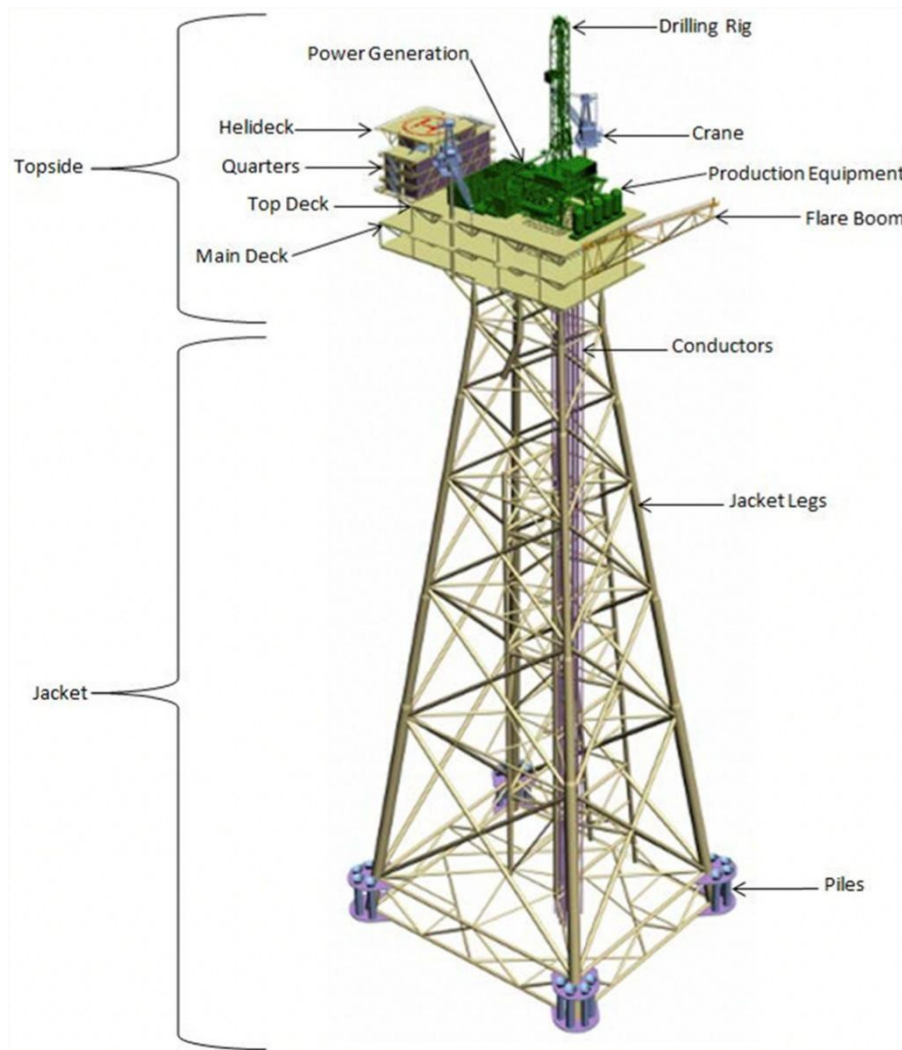


Figura 1.2.1 – Piattaforma fissa. (Fonte: *Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practice and reefing options*)

Il *deck* è la parte principale della piattaforma, dove vengono svolte tutte le attività, giungono i fluidi estratti dalle profondità marine e, a seconda della tipologia di impianto, hanno luogo alcune o tutte le fasi di pretrattamento (Paci & Archetti, 2018). Le piattaforme più grandi sono anche dotate di *helideck*, che viene utilizzato per il trasferimento aereo degli operatori dalla piattaforma a terra e viceversa (Sadeghi, 2008).

Il *jacket* è una struttura reticolare in acciaio atta a sostenere il *deck* e a mantenerlo ad una quota sopra il livello del mare tale da evitare il contatto con l'acqua anche durante le peggiori condizioni meteo-marine. È composto da un insieme di tubi saldati che compongono un reticolo a forma di tronco di piramide, ai cui estremi sono poste le *legs* (gambe portanti), collegate tra loro da altri tubi (*bracings*) che conferiscono una grande rigidità e stabilità (Paci & Archetti, 2018).

Il Mar Mediterraneo, e in particolare l'Adriatico, è caratterizzato dalla presenza di strutture a limitata complessità, tipiche dei bassi fondali (meno di 80 metri di profondità). Sono dette Monotubolari (Monopods) quelle piattaforme che non prevedono l'utilizzo di un *jacket*, affidando a un unico grosso tubo il compito di sostenere il *deck*. Adeguate sino a profondità di circa 30 metri, sono caratterizzate da semplicità di costruzione ed economicità. Più monotubolari possono essere collegate attraverso ponti reticolari, andando a formare un'unica grande struttura che prende il nome di *cluster* (Fassera & Pone, 1999).

### *1.2.2 Piattaforme mobili*

Le piattaforme mobili solitamente vengono utilizzate per siti caratterizzati da pozzi di piccole dimensioni, in cui non è conveniente investire su una piattaforma fissa, oppure in caso di grandi profondità del fondale marino. Il vantaggio principale di questa tipologia di piattaforme estrattive off-shore è

dato dalla possibilità di essere spostata in un altro luogo una volta terminato il lavoro (Paci & Archetti, 2018).

Esistono tre tipologie differenti di piattaforme mobili, di seguito elencate:

- *Piattaforma Auto Sollevante (Jack-up)*: impiegata per fondali di profondità contenute, entro un centinaio di metri; è composta di una torre di perforazione montata su uno scafo in grado di sollevarsi o abbassarsi lungo delle gambe a traliccio che sostengono l'intera struttura. lo scafo viene lasciato fino a un livello superiore alla massima altezza prevista per le maree e per le onde marine nell'area (Sadeghi, 2007; Paci & Archetti, 2018).



*Figura 1.2.2 - Impianto di jack-up. (Fonte: Offshore Adriatico)*

- *Piattaforma Semi Sommergibile (Semi Sub)*: utilizzata con profondità fino a 1200 metri; è costituita da colonne verticali di grande diametro che



poggiano su un pontone sommerso. Tramite un sistema di pompaggio (ballastaggio) le colonne vengono riempite o svuotate di acqua determinando l'abbassamento o il rialzamento della piattaforma rispetto al pelo libero della superficie del mare. Le attività di *ballasting* vengono eseguite per assicurare alla piattaforma la necessaria stabilità anche durante condizioni atmosferiche avverse. Più il pontone è al di sotto della superficie del mare, meno si risente dell'azione delle onde (Sadeghi, 2007; Paci & Archetti, 2018).



*Figura 1.2.3 – Piattaforma semi-sommersibile nel Mare del Nord. (Fonte: Wikipedia)*

- *Navi di perforazione (Drilling Ship)*: usate per profondità marine elevate, fino a 1500 metri. La colonna di perforazione è posizionata in coincidenza del baricentro della nave, così da aumentare la stabilità complessiva. È possibile stivare grandi quantità di greggio e possono navigare autonomamente avendo caratteristiche simili a quelle delle navi convenzionali (Sadeghi, 2007; Paci & Archetti, 2018).



*Figura 1.2.4 - Drilling Ship. (Fonte: Il Sole 24 Ore)*

### ***1.3 Decommissioning di piattaforme estrattive off-shore***

La parola “*decommissioning*” è di origine militare e, probabilmente, fu utilizzata per la prima volta negli anni Venti del Novecento per indicare la messa fuori servizio di mezzi navali, aerei e pezzi di artiglieria. Il settore

industriale delle estrazioni off-shore è stato il primo, insieme al nucleare, ad appropriarsene, qualche decennio orsono, quando si è manifestata la necessità di avviare le attività di rimozione delle piattaforme estrattive off-shore del Golfo del Messico, divenute oramai obsolete (Paci & Archetti, 2018). La vita media delle piattaforme oscilla tra i 10 e i 30 anni, dopodiché si pone la questione relativa alla dismissione, che comporta lo smaltimento di una considerevole quantità di materie prime e porta con sé una serie di problematiche inerenti alla bonifica e alla riqualificazione ambientale (Fassera & Pone, 1999; Paci & Archetti, 2018).

Per dismissione di una piattaforma si intende la fase di cessazione delle attività estrattive, le operazioni di rimozione della piattaforma e la successiva bonifica dell'area interessata. Le possibili cause che portano alla dismissione possono essere l'esaurimento del giacimento, la fine della concessione per l'estrazione di idrocarburi oppure la presenza di gravi danni subiti dalla struttura (Hamzah, 2003; Paci & Archetti, 2018).

La rimozione di una piattaforma si inserisce solitamente nel contesto più ampio di una campagna di rimozione di più piattaforme che abbiano terminato la loro vita produttiva. Ciò è dovuto essenzialmente al fatto che l'impiego dei mezzi navali e tutta la catena delle operazioni di smantellamento, trasporto, rottamazione e smaltimento dei materiali comporta un notevole sforzo

economico e gestionale che può trovare un beneficio se affrontato per un numero maggiore di piattaforme (fonte ENI, 2015). Difatti, durante le attività di *decommissioning* viene utilizzata una serie di mezzi navali di grandi dimensioni che svolge attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, la realizzazione delle attività, l'approvvigionamento di materie prime, lo smaltimento di rifiuti e il trasporto di personale. Questi mezzi devono essere presenti, per tutto il periodo di svolgimento delle operazioni, nelle acque limitrofe all'area e lungo i corridoi di navigazione che portano alla costa (fonte ENI, 2015).



Figura 1.3.1 – Navegru Saipem 3000. (Fonte: Saipem)

Le operazioni riguardanti il *decommissioning* della piattaforma sono successive alla chiusura mineraria dei pozzi e comprendono il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di tre metri sotto il fondale marino. La parte rimanente dei pali e dei tubi guida infissa

nel fondale solitamente resta in loco per essere eventualmente successivamente rilevata con speciali strumenti magnetici o ultrasonici (fonte ENI, 2015).

Prima dell'avvio delle attività di dismissione, viene effettuato un sopralluogo sulla piattaforma per verificare le reali condizioni della struttura. Per quanto riguarda le strutture sottomarine vengono impiegati sommozzatori o R.O.V. (*Remote Operated Vehicle*). Solitamente viene realizzata un'ulteriore ispezione alla fine delle attività di *decommissioning* per accertare che non siano rimasti frammenti e relitti che possano interferire con le attività di pesca o di navigazione (ENI, 2015; Jones et al., 2019).

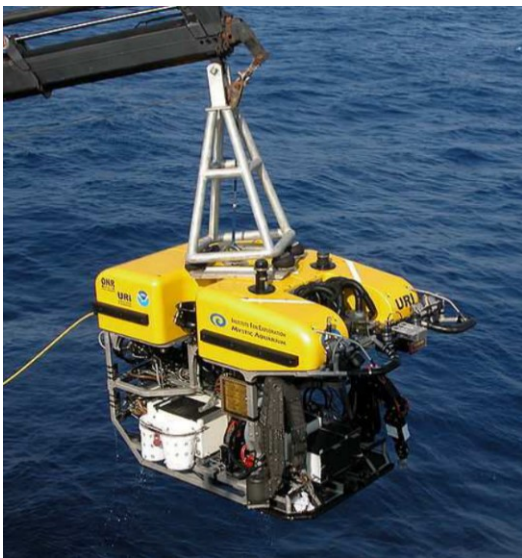


Figura 1.3.2 – Esempio di ROV.

In primo luogo, vengono svolte delle attività preliminari di messa in sicurezza e bonifica, atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento del mare durante le fasi successive: in particolare, prima dell'arrivo dei mezzi navali deputati alle operazioni di rimozione del *deck*, tutti gli equipaggiamenti, i macchinari e

le tubazioni presenti dovranno essere depressurizzati, bonificati e resi privi di liquidi. Si rende in questa fase necessario il supporto di un mezzo navale idoneo per lo stoccaggio dei liquidi di bonifica e per il loro trasporto a terra (fonte ENI, 2015).

Terminate le attività preliminari si procede con l'allestimento del cantiere dove verranno trasportate le piattaforme a seguito delle operazioni di taglio e rimozione. Le modalità operative con cui i tagli vengono eseguiti sono notevolmente differenti a seconda dell'ambiente in cui si deve operare, tuttavia le tecniche più impiegate sono quelle del taglio con macchina a getto abrasivo e a cavo diamantato. In generale gli elementi strutturali oggetto di taglio sono i pali di fondazione, i tubi guida dei pozzi e tutti gli elementi monotubolari in acciaio infissi nel fondale (ENI, 2015; Bull & Love, 2019).

Dopo il taglio, si passa alla fase di sollevamento del *deck* e la posa sul pontone di trasporto. In base alle caratteristiche dei mezzi di sollevamento utilizzati, la sovrastruttura può essere rimossa completamente mediante un unico sollevamento oppure con il sollevamento di più sezioni. La rimozione del *deck* in un unico pezzo consente di ridurre il tempo delle operazioni in mare, ma può comportare disagi nella fase di scarico del pezzo sulla banchina a terra dove dovrà risiedere una gru di notevoli dimensioni. Al contrario, un numero maggiore di sezionamenti della piattaforma comporta una durata più lunga dei

lavori a mare ma consente un trasporto per mare più agevole ed un minor lavoro per le operazioni di rottamazione a terra. Stesso discorso vale per la rimozione del *jacket*, le cui dimensioni però dipendono dalla profondità del fondale



Figura 1.3.4 – Rimozione di un deck. (Fonte: Energy Services Experts)

marino, per cui la rimozione avviene quasi sempre in fasi successive (fonte ENI, 2015).

Le sezioni di piattaforma rimosse e trasportate a terra vengono affidate ad un'impresa di rottamazione specializzata che provvede alla demolizione fino a ridurre i materiali alle dimensioni di rottami. Solitamente tutti i materiali ferrosi puliti vengono trasportati alle fonderie, mentre quelli potenzialmente inquinanti vengono affidati ad imprese idonee a trattare rifiuti speciali. I materiali non ferrosi come cemento, vetro, legno vengono conferiti in idonei impianti di recupero e/o smaltimento (ENI, 2015; Bull & Love 2019).



*Figura 1.3.5 – Trasporto di un jacket onshore. (Fonte: Cut-group)*

#### ***1.4 Quadro normativo***

Il dibattito giuridico internazionale riguardo la gestione delle piattaforme estrattive a mare a fine vita ha avuto inizio nella seconda metà del secolo scorso. Ne consegue che il relativo quadro normativo, tra l'altro molto complesso e articolato, si sia sviluppato solo negli ultimi cinquant'anni. Le normative internazionali sono state emanate da una serie di convenzioni, trattati, protocolli e linee guida, che si applicano solamente agli Stati firmatari; questo vuol dire



che la gestione di piattaforme off-shore a fine vita è affrontata in maniera differente a seconda della regione in oggetto (Hamzah, 2003).

Sebbene la tendenza generale sia quella di rimuovere le piattaforme una volta arrivate alla fine della propria vita produttiva, esistono delle eccezioni, previste soprattutto nel caso in cui la rimozione totale delle strutture, anche attraverso l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, possa determinare un impatto inaccettabile per l'ecosistema marino e/o gli operatori.

#### *1.4.1 Contesto normativo internazionale*

Il primo documento relativo alla rimozione di installazioni off-shore risale al 1958, contenuto all'interno della Convenzione di Ginevra (United Nations Geneva Convention on the Continental Shelf) (Fowler et al., 2018). Il suo Art. 5 stabilisce che “Eventuali installazioni abbandonate o in disuso devono essere completamente rimosse.” (Hamzah, 2003).

La Convenzione di Londra del 1972 (Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matters) definisce come scarico “ogni rilascio intenzionale in mare di rifiuti o altre materie provenienti da navi, aeromobili, piattaforme o altre strutture artificiali marine” e “l’abbandono in mare di navi, aeromobili, piattaforme o altre strutture antropiche” (Hamzah, 2003). Dato che viene fatto riferimento solo allo smaltimento deliberato di piattaforme o altre

strutture, non è considerato scarico il collocamento delle strutture per uno scopo diverso dallo smaltimento, ad esempio per la creazione di reef artificiali. Affinché questo sia possibile, la compagnia proprietaria della struttura deve ottenere dallo Stato costiero un permesso che ha tra i requisiti una valutazione del rischio e di impatto ambientale, tra cui i possibili effetti sugli altri usi del mare (es. deterioramento della qualità dell'acqua, interferenza con la navigazione e con le attività di pesca) (articolo 4, comma 1, lettera b). La definizione di scarico è stata pertanto aggiornata e ampliata dal Protocollo di Londra del 1996 come segue: “qualsiasi abbandono di piattaforme o altre strutture artificiali in mare, allo scopo di uno smaltimento deliberato” (Hamzah, 2003).

Nel 1980 per la prima volta sono state sollevate delle perplessità in merito all'obbligo incondizionato di rimozione delle installazioni non più utilizzate: è stato sottolineato da parte dell'industria estrattiva che la rimozione dovrebbe essere richiesta solo quando gli impianti o le strutture determinino un pericolo per la navigazione o per altri usi del mare o per l'ambiente. Questo è avvenuto durante la nona sessione della Terza Conferenza LOS (*Low of Sea*), che si sarebbe poi conclusa nel 1982 con la Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS) (Beckman, 2013). UNCLOS è un trattato internazionale che definisce i diritti e le responsabilità degli Stati nell'utilizzo

dei mari e degli oceani, definendo linee guida che regolano le trattative, l'ambiente e la gestione delle risorse naturali. È stato definito durante un lungo processo di negoziazione attraverso una serie di Conferenze delle Nazioni Unite cominciate nel 1973 ed è stato finalmente aperto alla firma a Montego Bay, Giamaica, il 10 dicembre 1982. È entrato in vigore il 16 novembre 1994, un anno dopo la firma della Guyana come sessantesimo Stato contraente. Al momento 164 Stati hanno firmato la convenzione. La Comunità europea ha firmato e ratificato, gli Stati Uniti hanno firmato ma il Senato americano non l'ha ancora ratificata. L'Italia ha ratificato la convenzione a seguito della legge del 2 dicembre 1994, n. 689 (fonte ENI, 2015).

L'articolo 60 comma 3 della Convenzione è specificatamente relativo allo smantellamento e, in particolare, alla rimozione delle installazioni off-shore e sancisce che "Ogni installazione o struttura che sia stata abbandonata o in disuso deve essere rimossa per garantire la sicurezza della navigazione, tenendo conto di tutte le eventuali norme internazionali generalmente accettate, emanate a tal proposito dalla competente organizzazione internazionale. Tale rimozione viene effettuata tenendo in debito conto la pesca, la protezione dell'ambiente marino, i diritti e i doveri degli altri Stati." (Techera & Chandler, 2015). Dunque, questo articolo, che rappresenta una rivisitazione dell'articolo 5 comma 5 della Convenzione di Ginevra, individua una semplice "rimozione"

delle strutture, omettendo il termine “completamente” presente nel documento del 1958. Tale modifica apre le porte alla possibilità di una rimozione parziale delle installazioni off-shore (fonte ENI, 2015). Per quanto riguarda diritti e obblighi degli Stati costieri per la tutela e conservazione dell’ambiente marino, l’articolo 194 richiede ai paesi firmatari di condurre le attività di decommissioning in maniera da non arrecare danni all’ambiente marino o agli altri Stati, mentre l’articolo 208 prevede che gli Stati costieri adottino leggi e regolamenti per prevenire, ridurre e controllare l’inquinamento dell’ambiente marino derivante da o connesso alle attività di installazioni e strutture soggette alla loro giurisdizione.

L’articolo 60 comma 3 dell’UNCLOS fa riferimento a standard internazionali generalmente accettati stabiliti dalla “organizzazione internazionale competente”, senza specificare una particolare organizzazione. Poiché lo scopo della rimozione è principalmente quello di garantire la sicurezza della navigazione, l’organizzazione internazionale competente è l’Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) (Beckman, 2013).

L’IMO è una delle agenzie specializzate delle Nazioni Unite il cui principale obiettivo è quello di promuovere la cooperazione tra i Paesi sulle questioni attinenti alla navigazione, con speciali responsabilità in tema di sicurezza in mare e protezione ambientale (fonte ENI, 2015). Nel 1989, alla luce

dell'articolo 60 comma 3 dell'UNCLOS, vengono approvate le linee guida IMO inerenti alla rimozione di installazioni off-shore a fine vita al fine di garantire la sicurezza della navigazione, redatte dal Comitato per la Sicurezza Marittima dell'IMO (MSC-IMO). Tali linee guida, sebbene giuridicamente non vincolanti, dovrebbero essere tenute in considerazione da tutti gli Stati contraenti la convenzione UNCLOS (fonte ENI, 2015).

Le linee guida IMO sono suddivise in tre parti:

1) Requisiti generali:

Prevedono che installazioni o strutture off-shore abbandonate o dismesse presenti sulla piattaforma continentale o in zone economiche esclusive debbano essere rimosse, fatto salvo quando la non-rimozione o la rimozione parziale è coerente con le linee guida e gli standard (Hamzah, 2003).

2) Linee guida:

Prevedono che la decisione di consentire ad un'installazione off-shore, o parte di essa, di rimanere sul fondo marino dovrebbe essere basata su una valutazione caso per caso da parte dello Stato costiero competente della struttura, che dovrebbe tenere in considerazione i potenziali effetti sulla sicurezza della navigazione, il grado di deterioramento delle strutture, gli effetti potenziali sull'ambiente marino e il rischio connesso a futuri

spostamenti delle strutture. Inoltre, lo Stato costiero di pertinenza deve prevedere un piano di monitoraggio per valutare il deterioramento dei materiali lasciati sul fondo del mare e l'assenza di impatti negativi sulla navigazione, sugli altri usi del mare e sull'ambiente marino (Hamzah, 2003).

### 3) Standard:

Prevedono la rimozione completa per alcune categorie di installazioni:

- Strutture localizzate in prossimità di rotte utilizzate per la navigazione internazionale (senza eccezioni);
- Strutture installate prima del 1° Gennaio 1998, localizzate su fondali con profondità inferiore a 75 metri e pesanti meno di 4000 tonnellate;
- Strutture installate dopo il 1° Gennaio 1998, localizzate su fondali con profondità inferiore a 100 metri e pesanti meno di 4000 tonnellate.

Per le ultime due categorie, la regola vale a meno che l'intera rimozione non sia tecnicamente fattibile, comporti costi eccessivi o un rischio inaccettabile per il personale o per l'ambiente marino.

È previsto che a partire dal 1° gennaio 1998 nessun impianto o struttura possa essere realizzato sulla piattaforma continentale o in qualsiasi Zona

Economica Esclusiva a meno che in fase di progettazione e di costruzione non sia stata già contemplata la fase di rimozione a seguito dell'abbandono o del disuso permanente.

Sono contenute anche disposizioni in merito alla possibilità di rimozione parziale delle strutture, fino ad almeno 55 metri di profondità dal livello del mare così da garantire la sicurezza della navigazione. Questo vale per due tipologie di installazioni:

- Strutture installate prima del 1° Gennaio 1998, localizzate su fondali con profondità maggiori di 75 metri e pesanti più di 4.000 tonnellate;
- Strutture installate dopo il 1° Gennaio 1998, localizzate su fondali con profondità maggiori di 100 metri e pesanti più di 4.000 tonnellate.

Il paragrafo 3.12 degli standard prevede anche la possibilità di convertire le strutture in barriere artificiali nel caso in cui la qualità delle risorse biologiche possa essere migliorata dal posizionamento sul fondo del mare di materiale rimosso dalle installazioni. Il sito in questione deve essere localizzato lontano dalle consuete rotte di traffico, tenendo conto delle norme e degli standard per il mantenimento della sicurezza marittima (Hamzah, 2003; ENI, 2015).

#### *1.4.2 Contesto normativo negli USA*

La gestione delle piattaforme estrattive off-shore a fine vita nelle acque territoriali degli Stati Uniti d'America non è soggetta alle limitazioni descritte sopra, in quanto, pur avendo firmato la convenzione UNCLOS, questa non è mai stata ratificata. Firmare una convenzione non equivale a ratificarla. La semplice firma da parte di uno Stato non fa entrare la convenzione nel diritto interno ma si configura come un semplice impegno politico. La ratifica, invece, implica l'assunzione di un vero e proprio impegno da parte dello Stato che deve adottare le misure necessarie tramite la formulazione di una legge in materia. A titolo di esempio, a fronte dei 55 metri di profondità previsti dalle linee guida IMO, in America per la rimozione parziale delle piattaforme è sufficiente mantenere una profondità di 26 metri dal livello del mare. Inoltre, è consentito l'utilizzo di esplosivi per il taglio delle strutture metalliche sottomarine (Bull & Love, 2019).

Nonostante tutti i contratti di locazione federali che hanno autorizzato l'installazione di piattaforme estrattive a mare richiedono la loro rimozione completa, il Congresso nel 1984 ha emanato una legge nazionale, la National Fishing Enhancement Act, che prevedeva la creazione di un piano di sviluppo di barriere artificiali attraverso la rimozione parziale di piattaforme estrattive off-shore al termine della loro attività produttive. Nel 1985 viene pubblicato il



National Artificial Reef Plan che designa il Bureau of Safety and Environmental Enforcement quale l'ente competente per l'approvazione di progetti di rimozione parziale delle piattaforme off-shore e la loro riconversione in barriere artificiali. Al 2016, 515 piattaforme sono state convertite in barriere artificiali nel Golfo del Messico (Bull & Love, 2019).

Nel 2010 anche lo Stato della California si è dotato di una legge, la Assembly Bill 2503, che consente la possibilità di una rimozione parziale delle piattaforme estrattive e la loro riconversione in barriere artificiali. Questo è avvenuto in seguito alla pubblicazione di studi (i. e. Bernstein et al., 2010; Claisse et al., 2014; Love et al., 2012) che hanno dimostrato che le strutture sommerse presenti al largo delle coste californiane rappresentano un habitat artificiale per il rifugio di specie rare e sovra sfruttate (Bull & Love, 2019).

#### *1.4.3 Contesto normativo nell'Oceano Atlantico nord-orientale*

Il primo trattato sulla protezione dell'ambiente marino di questa area geografica è la Convenzione di Oslo del 1972, sulla prevenzione dell'inquinamento marino causato dagli scarichi derivanti da navi e aerei. Oltre all'Atlantico nord-orientale, si riferisce anche al Mare del Nord ed alle regioni del Mar Glaciale Artico. Ha identificato un elenco di sostanze il cui scarico è vietato ed una lista di sostanze per la quale lo scarico è soggetto ad un permesso specifico. Le parti contraenti la Convenzione di Oslo, attraverso la Commissione di Oslo, hanno

successivamente sviluppato e adottato le linee guida OSCOM, nel 1991, per lo smaltimento delle installazioni off-shore. Al fine di integrare le linee guida IMO, le linee guida OSCOM stabiliscono per i paesi contraenti la possibilità di valutare le modalità di smaltimento di un impianto off-shore caso per caso, da sottoporre alle restanti parti contraenti per informazioni e commenti. Inoltre, queste linee guida prevedono anche la possibilità di realizzare una rimozione parziale (fonte ENI, 2015).

L'attuale strumento giuridico di riferimento per la cooperazione internazionale sulla protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nord-orientale è la Convenzione OSPAR, per la prevenzione dell'inquinamento marino provocato dalle operazioni di immersione effettuate dalle navi e dagli aeromobili, firmata sempre a Oslo il 15 febbraio 1972, seguita dalla Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale, firmata a Parigi il 9 settembre 1992. Questa è entrata in vigore il 25 Marzo 1998 in sostituzione della Convenzione di Oslo, ne consolida gli aspetti e gli obblighi previsti dalle parti contraenti stabilendo all'articolo 2.1 che: “le parti contraenti, conformemente alle disposizioni della convenzione, devono prendere tutte le misure possibili per prevenire ed eliminare l'inquinamento ed adottare le misure necessarie per proteggere la zona marittima dagli effetti negativi delle attività umane in modo da salvaguardare la salute umana e conservare gli

ecosistemi marini e, quando possibile, ripristinare le aree marine che sono state danneggiate.”. Più specificamente, l’allegato III sull’inquinamento da fonti off-shore stabilisce che è necessario ottenere un permesso per lo smaltimento di impianti off-shore e per lasciarli sul posto; non deve essere rilasciato alcun permesso nel caso in cui lo smaltimento a mare causi rischi, danni o interferenze con altri usi.

La decisione OSPAR 98/3 vieta l’abbandono degli impianti in mare, ma prevede deroghe potenziali a questo divieto per un numero limitato di casi particolarmente complicati. Nello specifico:

- Le installazioni superficiali devono essere smaltite sulla terraferma; tutte le strutture in acciaio con peso inferiore a 10.000 tonnellate devono essere completamente rimosse per il riutilizzo, il riciclaggio o lo smaltimento finale a terra;
- Per sottostrutture in acciaio con peso superiore a 10.000 tonnellate è verosimile valutare la possibilità di lasciare in posto le fondamenta dell’impianto;
- È possibile valutare la necessità di lasciare totalmente o parzialmente in posto le strutture in calcestruzzo;
- Tutte le installazioni successive alla data del 9 febbraio 1999 (data di entrata in vigore di OSPAR 98/3) devono essere completamente rimosse;

- Possono essere valutate eventuali eccezioni in caso di danni strutturali o deterioramento che potrebbero impedire o rendere pericolosa la rimozione della struttura.
- Nel caso di richiesta di deroga, è necessario dimostrare che “...vi sono motivi significativi per cui un’alternativa [opzione] di smaltimento è preferibile rispetto al riutilizzo o al riciclaggio o allo smaltimento definitivo a terra”. (fonte ENI, 2015)

#### *1.4.4 Contesto normativo nel Mare Mediterraneo*

La protezione del Mare Mediterraneo contro l’inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978, il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l’egida dell’UNEP (Programma per l’Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l’assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell’inquinamento marino, all’attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell’identificazione di modelli di sviluppo alternativi ed ottimizzazione di scelte per lo stanziamento di risorse (fonte ENI, 2015).

Successivamente, la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti gli Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come "Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo", MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile (fonte ENI, 2015).

Due protocolli di particolare interesse in relazione al progetto proposto non sono in vigore per il mancato raggiungimento del numero necessario di ratifiche:

- Protocollo Immersione (*Dumping*), per la prevenzione e l'eliminazione dell'inquinamento del Mar Mediterraneo derivante da scarichi di imbarcazioni ed aerei o per incenerimento in mare;
- Protocollo Off-shore, per la protezione del Mar Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo: regola le attività di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo

marino e del suo sottosuolo stabilendo le norme a cui fare riferimento per il rilascio di permessi per questo genere di attività.

Quest'ultimo, in linea con quanto previsto dall'UNCLOS, stabilirebbe quanto segue: "L'autorità competente impone all'operatore di rimuovere gli impianti abbandonati o in disuso per garantire la sicurezza della navigazione, tenendo conto degli orientamenti e delle norme adottate dalla competente organizzazione internazionale. Tale rimozione tiene anche nel debito conto gli altri usi legittimi del mare, in particolare la pesca, la protezione dell'ambiente marino e i diritti e i doveri delle altre parti contraenti. Prima della rimozione l'operatore, sotto la propria responsabilità, prende tutte le misure necessarie a prevenire fuoriuscite o sversamenti dal sito delle attività." (Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea n. L 004, articolo 20, sezione IV - misure di salvaguardia).

#### *1.4.5 Contesto normativo in Italia*

In Italia, fino a 5 anni fa, la normativa mineraria era disciplinata dal DPR 886/79 (Disciplinare tipo per permessi di prospezione) che affidava all'operatore l'elaborazione di un piano di dismissione contenente le modalità per il *decommissioning* delle strutture in condizioni di assoluta sicurezza e tutela ambientale, obbligando lo stesso al ripristino dei luoghi. Veniva inoltre specificato che "...la parte della tubazione di rivestimento o altra installazione

che emerga dal fondo marino deve essere totalmente rimossa” (DPR 886/79, articolo 63, capo X - Condotta dei lavori e prevenzione degli inquinamenti).

Il 15 Luglio 2015 viene pubblicato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico inerente le “Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli”. L’articolo 39 riguarda la chiusura di un pozzo e il ripristino delle aree minerarie: il titolare, nel caso intenda chiudere minerariamente un pozzo, deve richiedere l’autorizzazione all’UNMIG precisando il piano di sistemazione del pozzo e dell’area impegnata, prevedendo le necessarie azioni per la caratterizzazione e per l’eventuale bonifica del sito ai fini del successivo rilascio dello stesso senza vincoli derivanti dalla pregressa attività di perforazione.

Il 6 Luglio 2017 viene pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Legislativo 104 in attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. Tra le disposizioni attuative del decreto vi è l’emanazione delle “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in

mare e nelle infrastrutture connesse” al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti.

Considerato l’impatto ambientale e socioeconomico delle attività connesse alla dismissione mineraria delle infrastrutture e dei pozzi di coltivazione di idrocarburi, e la necessità dell’individuazione di un metodo condiviso per la valutazione dell’impatto stesso e la successiva scelta fra le differenti opzioni disponibili per un eventuale riutilizzo delle stesse, ritenuto inoltre necessario fornire agli operatori una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme off-shore, le linee guida sono state approvate con Decreto Ministeriale il 15 Febbraio 2019 (fonte DGS-UNMIG). L’articolo 4, relativo alla chiusura mineraria dei pozzi stabilisce che è vietato l’abbandono delle piattaforme e, una volta chiuso minerariamente un pozzo, “la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero.”. In deroga, può essere autorizzato da parte dell’Amministrazione competente un riutilizzo per scopi diversi dall’attività mineraria o una rimozione parziale. A tal proposito, secondo quanto stabilito dall’articolo 8, le società o enti interessati al riutilizzo di una piattaforma in dismissione devono presentare un’istanza completa del progetto preliminare di riutilizzo. L’istanza deve essere accompagnata da una dichiarazione in cui il soggetto proponente si impegna a



presentare una fidejussione bancaria o assicurativa commisurata al valore delle opere di rimozione e di recupero ambientale previste al termine del loro riutilizzo ambientale e garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente sulla base, tra gli altri, di criteri di sostenibilità ambientale. Per quanto riguarda il progetto di riutilizzo (art. 9), deve prevedere, tra le altre cose, una "Analisi degli effetti ambientali in fase di realizzazione, esercizio e dismissione, con riferimento a eventuali modifiche delle condizioni meteomarine, della qualità delle acque, dei fondali e degli ecosistemi marini, con particolare riferimento alle risorse naturali, alla produzione e allo smaltimento dei rifiuti al quadro delle emissioni e ad eventuali rischi di gravi incidenti."

Per quanto riguarda invece i progetti di rimozione delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, questi sono soggetti ad una valutazione ambientale (art. 14), che deve tenere conto di aspetti quali:

- localizzazione e descrizione di aree marine protette, parchi nazionali, siti rete Natura 2000, aree archeologiche marine, zone di tutela biologica, aree interessate da impianti di acquacoltura;

- aree naturali protette, siti Natura 2000, aree interessate da “Important Bird Area”, zone umide di importanza internazionale, zone di tutela biologica e aree comunque soggette a tutela ambientale;
- caratteristiche meteo-climatiche del paraggio;
- caratteristiche fisiche, chimiche della colonna d’acqua;
- caratteristiche del fondale marino (morfologia, batimetria) e dei sedimenti superficiali (caratteristiche fisiche, chimiche ed ecotossicologiche);
- principali biocenosi bentoniche (con verifica della presenza/distribuzione di habitat e specie di interesse conservazionistico), popolazioni ittiche demersali e aree di *nursery* con particolare riferimento a specie di interesse commerciale, mammiferi e rettili marini, e avifauna;
- principali attività socioeconomiche (pesca, diporto, traffico marittimo) presenti in prossimità dell’area di rimozione piattaforma e strutture collegate;

Inoltre, è richiesta l’individuazione e la stima dei possibili impatti sulle componenti ambientali e sulle attività socioeconomiche connessi ai lavori di rimozione della piattaforma e delle strutture collegate, indicando le azioni di progetto che possono generare impatti significativi sull’ambiente (es. rumore

subacqueo, emissioni in atmosfera, movimentazione sedimenti marini ecc.) e le componenti ambientali interessate dalle azioni di progetto. A tal proposito è richiesta una descrizione delle misure previste per evitare, mitigare e/o compensare gli impatti significativi e negativi sulle componenti ambientali interessate (Allegato 3).

### ***1.5 Opzioni gestionali per piattaforme off-shore a fine vita***

Le politiche di rimozione totale sono basate sull'assunto che "lasciare il fondale come è stato trovato" rappresenti l'opzione gestionale ecologicamente più vantaggiosa. Tuttavia, grazie al crescente interesse verso questa tematica, diversi studi di ricerca hanno dimostrato che le strutture off-shore sono capaci di supportare, nella loro parte sommersa, comunità marine abbondanti e diversificate nel corso del loro ciclo produttivo, comprese comunità di rilevanza regionale (Macreadie et al., 2011). Ad esempio, piattaforme del Golfo del Messico sostengono attività di pesca del dentice americano (Gallaway et al., 2009), mentre piattaforme al largo della California sostengono popolazioni giovanili di scorfani (Love et al., 2006), ambedue specie in declino. In altri casi le strutture off-shore possono fornire rifugio per un gran numero di specie, comprese alcune sovra-sfruttate o in pericolo (van Elden et al., 2019), nonché

habitat che garantiscono la connettività delle popolazioni, come per i coralli di acque fredde nell'Atlantico settentrionale (Fowler et al., 2014).

### *1.5.1 Le piattaforme come habitat produttivo*

Nella porzione sommersa delle piattaforme off-shore, che attraversa l'intera colonna d'acqua, dal fondale fino alla superficie del mare, i parametri necessari alla proliferazione e al mantenimento della vita sottomarina (pressione, luce, temperatura) variano con la profondità. Questo consente alle diverse specie di selezionare la profondità preferita, favorendo così l'aumento di biodiversità. Inoltre, la struttura aperta del *jacket* consente la dissipazione dell'energia oceanica e quindi una mobilità più agevole per i pesci all'interno della struttura (Bull & Love, 2019).



*Figura 1.5.1 – Esempio di colonizzazione di un jacket a largo della California (Fonte: “Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practice and reefing options”)*

Il substrato duro del *jacket* sommerso fornisce habitat per molti invertebrati sessili, tra cui cozze, cirripedi, capesante, spugne, tunicati, coralli e ostriche, che hanno così una maggiore possibilità di svilupparsi, soprattutto in quelle regioni in cui la quantità di substrato duro naturale è limitata. Le stesse enormi strutture e gli strati significativi di invertebrati forniscono, a loro volta, habitat e sostentamento per le specie ittiche, le quali, come in una reazione a catena, richiamano e forniscono habitat per altre specie che si trovano più al largo (Bull & Love, 2019).



*Figura 1.5.2 - Stelle marine "Picaster Giganteum" che si nutrono di mitili cresciuti sul jacket di una piattaforma al largo della California, (Fonte: "Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practice and reefing options")*

La composizione, la diversità e la copertura delle comunità di invertebrati adese al *jacket* variano tra le piattaforme e con la profondità sulle singole strutture (Page & Hubbard, 1987; Page et al., 2006, 2008). Gli individui sulle piattaforme possono avere tassi di crescita più elevati che nei loro habitat naturali, raggiungendo dimensioni vicine ai loro limiti conosciuti (Page & Hubbard, 1987).

Inoltre, gli organismi di *biofouling*, quando presentano comunità molto cospicue, contribuiscono alla formazione di un habitat unico sul fondale che circonda le piattaforme: gli *shell mound*. Letteralmente tumuli di conchiglie, sono formati principalmente da bivalvi come cozze e capesante che si erano depositati sul *jacket* nelle “zone di surf”, staccati perché colpiti dalle tempeste ed infine depositatisi sul fondale (Bull & Love, 2019).

È difficile se non impossibile trovare in giro per il mondo scogliere naturali che si innalzano così bruscamente come le piattaforme off-shore, né tantomeno esistono barriere coralline con un rilievo fisico verticale paragonabile. Pertanto, in accordo con quanto sostiene Gallaway, potrebbe essere ecologicamente più

corretto considerare i *reef* artificiali da piattaforme off-shore come un habitat nuovo e distinto (Bull & Love, 2019).



*Figura 1.5.3 - Shell Mound con alcune specie commerciali (Fonte: Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practices and reefing options)*

### *1.5.2 Impatti ambientali dovuti alla rimozione totale delle piattaforme*

I potenziali impatti ambientali provocati sugli ecosistemi off-shore dalle politiche di rimozione totale delle piattaforme hanno fino ad oggi ricevuto scarsa considerazione da parte dei *decision makers*. Peraltro, questi impatti, seppur individuati, non sono ancora mai stati valutati quantitativamente

(Fowler et al., 2014). In una ricerca sui benefici ambientali derivanti dal lasciare in mare infrastrutture off-shore nel Mare del Nord (Fowler et al., 2018), gli esperti chiamati in causa hanno indicato chiaramente che le piattaforme attualmente in atto forniscono servizi ecosistemici a supporto degli obiettivi di conservazione nella regione, in particolare forniscono e proteggono habitat di barriera: la perdita di questi habitat e delle comunità associate contribuirebbe alla potenziale diffusione di specie invasive e ridurrebbe la connettività biologica.

Come già accennato nei paragrafi precedenti, lo smantellamento di una piattaforma richiede l'utilizzo di mezzi navali per diversi giorni. Queste operazioni generano emissioni di gas serra in atmosfera, provocate dai motori dei mezzi navali di supporto e dagli impianti di generazione di potenza installati sul pontone o sulla nave gru (Fowler et al., 2018; ENI, 2015).

Un altro problema di grande rilevanza riguarda la movimentazione dei sedimenti, ricchi di metalli pesanti e additivi chimici. Durante la perforazione, infatti, vengono prodotte grandi quantità di frammenti rocciosi (*cuttings*), che sono rivestiti dal cosiddetto “fango di perforazione” (*drilling mud*). Il fango di perforazione è una miscela complessa, composta da additivi chimici, a base di acqua od olio, utilizzata per prevenire il collasso dei pozzi durante la perforazione (Jones et al., 2019; ENI, 2011). Nei decenni successivi questo



sedimento contaminato viene ricoperto da uno strato di sedimento pulito ed eventualmente anche dagli *shell mounds*. La rimozione totale delle piattaforme prevede, da normativa, che il taglio dei *footings* debba essere effettuato fino ad almeno 3 metri di profondità; in questo caso diventa inevitabile la movimentazione del sedimento, con conseguente risospensione in colonna d'acqua degli agenti inquinanti (Henrion et al., 2015).

La problematica dei sedimenti contaminati non riguarda le piattaforme off-shore presenti nel Mar Adriatico. Infatti, l'ENI, proprietaria delle strutture, nell'ottica di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, previene la formazione ed il deposito di questi materiali grazie all'utilizzo di tecnologie all'avanguardia nella fase di perforazione. I *cuttings* e il fluido di perforazione non più utilizzato vengono raccolti in appositi contenitori e inviati a terra tramite i mezzi navali di supporto e successivamente trasferiti in idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati (fonte ENI, 2015).

### *1.5.3 Esempi di riutilizzo di piattaforme off-shore*

Il riutilizzo di piattaforme off-shore dismesse potrebbe costituire una importante risorsa per attività ecocompatibili e con importanti ritorni per le collettività quali: attività produttive (es. acquacoltura, sfruttamento di energie rinnovabili), attività ambientali (es. monitoraggi ambientali, sequestro CO<sub>2</sub>),

applicazioni scientifico/ecologiche (es. artificial reefs, attività di ricerca) e attività turistico/ricreative (es. pesca sportiva, turismo subacqueo) (Henrion et al., 2015; Bernstein, 2015).

Un caso emblematico di sinergia tra attività petrolifere e contesto turistico è rappresentato dalla Piattaforma metanifera Paguro che per una tragica fatalità è diventato il volano per un progetto di conservazione, tutela e valorizzazione degli habitat marini. Situata a 12 miglia a largo della costa di Ravenna, nel 1965 la piattaforma esplose e affondò, andando ad adagiarsi interamente sul fondo del mare. Abbandonato a sé stesso sul fondo marino fangoso dell'Adriatico, nel giro di pochissimi anni il relitto si è trasformato in una vera e propria oasi



*Figura 1.5.4 – Piattaforma Paguro prima dell'incidente. (Fonte: Arpae)*

biologica sommersa, colonizzata da tantissime specie diverse di pesci e creature marine, diventando così una destinazione preferita per i subacquei sportivi. Il 21 luglio 1995 il Ministero delle Politiche Agricole istituisce la “zona di tutela biologica”; a seguire il 10 febbraio 2010 l’Emilia-Romagna istituisce il relitto della piattaforma Paguro quale primo SIC marino regionale all’interno della Rete Natura 2000. Nella primavera del 1997 viene poi attuato un primo progetto per il riutilizzo di piattaforme off-shore dismesse al fine di incrementare il *reef* artificiale del relitto Paguro, all’interno della zona di tutela biologica. Vengono così messi in posa sul fondo marino, ad un centinaio di metri dal relitto, 5 *jacket* dismessi dall’ENI-Agip, come da progetto approvato dal tavolo di tutti gli Enti interessati (tra cui la Capitaneria di Porto, la Regione Emilia-Romagna, i vari Ministeri, ecc...). La zona di influenza biologica marina diventa ecologicamente più estesa, e con essa il suo valore di tutela della biodiversità biologica marina ancor più elevato. Attualmente, ogni anno, nei soli weekend estivi, vi si effettuano circa 4.000 immersioni; non vi si immergono solo ravennati, bensì moltissimi subacquei provenienti da tutta la Regione ed anche dall’estero (in particolare dall’Austria e dalla Germania) (Vignoli et al., 2010).

Una storia simile è quella del relitto della motonave Nicole, lunga 118 metri e affondata il 26 gennaio 2003 a circa due miglia dal Porto di Numana, lungo la riviera del Conero, su un fondale sabbioso di circa 12-13 metri di profondità.

La nave batteva bandiera Belize ed aveva equipaggio ucraino, era costruita per navigazione fluviale o lacustre pertanto caratterizzata da fondo piatto e sponde basse. Proveniva da Izmir in Turchia ed era destinata a Porto Levante (Marghera), il suo carico era costituito da 2.800 tonnellate di feldspato, un materiale lapideo di cava utilizzato come materia prima nelle industrie della vetreria e della ceramica. Affondò restando perfettamente dritta, a causa dell'inondazione delle stive dovuta al mare mosso. I prelievi e i rilevamenti effettuati dall'ARPAM per rilevare presenze di inquinanti chimici, olii ed idrocarburi scongiurarono fin da subito l'ipotesi di disastro ecologico. Da quel momento si aprì un dibattito che vedeva contrapposta l'ipotesi del recupero del relitto, caldeggiata dalla Capitaneria di Porto che vedeva il relitto come un intralcio alla navigazione, e quella della conservazione dello stesso per utilizzarlo come area di ripopolamento e meta del turismo subacqueo, seguendo l'esempio della piattaforma Paguro. Associazioni subacquee, *divings* e operatori turistici supportarono questa possibilità anche attraverso una petizione nazionale che raccolte più di 5.000 firme e alla fine riuscirono a

rendere fruibile il relitto con un'ordinanza della Capitaneria di Porto che tolse l'interdizione a 500 metri (fonte calypsosub.it).



*Figura 1.5.5 – Relitto della motonave Nicole (Fonte: Porto di Numana)*

Un esempio di riconversione e riutilizzo sostenibile a scopi scientifici delle piattaforme off-shore da dismettere è rappresentato dalla Piattaforma “Acqua Alta” del CNR Venezia, installata nel gennaio del 1970 al largo del golfo di Venezia. La piattaforma, costituita da una torre sormontata da un modulo laboratorio, con struttura simile ad una piattaforma petrolifera, è stata infissa al fondale fino ad una quota di -22 m (il fondale circostante è di -16 m s.l.m.) (fonte ENI, 2015). È uno dei siti della rete LTER (Long Term Ecological Research Network). Sin dall'inizio, la struttura marina è stata progettata e attrezzata con tutti gli strumenti necessari a misurare i fenomeni metereologici

e marini che possono avere un impatto sulla Laguna e, in particolare, prevedere anticipatamente le maree che possono colpire Venezia (fonte cnr.it).



*Figura 1.5.6 – Piattaforma Acqua Alta. (Fonte: CNR)*

## **2. OBIETTIVI**

In questo studio, è stata effettuata per la prima volta a livello nazionale, una valutazione integrata della sostenibilità ambientale ed ecologica di diverse opzioni gestionali relative a piattaforme estrattive non più produttive presenti nel Mar Adriatico a supporto della loro gestione sostenibile.

In particolare, sono stati razionalizzati i dati disponibili relativi alle piattaforme offshore presenti in Adriatico in termini di loro distribuzione spaziale, tipologia, complessità strutturale, vicinanza ad aree protette o di interesse conservazionistico al fine di evidenziare potenziali criticità ambientali ed ecologiche derivanti dalla loro rimozione completa. In parallelo, sono stati sviluppati dei questionari ad hoc e sono stati somministrati sia a diversi portatori di interesse sia ad esperti, al fine di ottenere una valutazione partecipata e condivisa sulle opzioni gestionali più opportune in termini di sostenibilità ambientale relative a piattaforme estrattive non più produttive presenti nel Mar Adriatico.

### 3. MATERIALI E METODI

#### 3.1 Analisi del contesto territoriale

Sulla base della letteratura disponibile (Fowler et al., 2014, 2018; Henrion et al., 2015; Claisse et al., 2015; Leporini et al., 2019; Bull & Love 2019) sono state inizialmente formulati tre diversi scenari gestionali delle piattaforme a fine vita: rimozione totale, rimozione parziale e riuso (Figura 3.1.1).

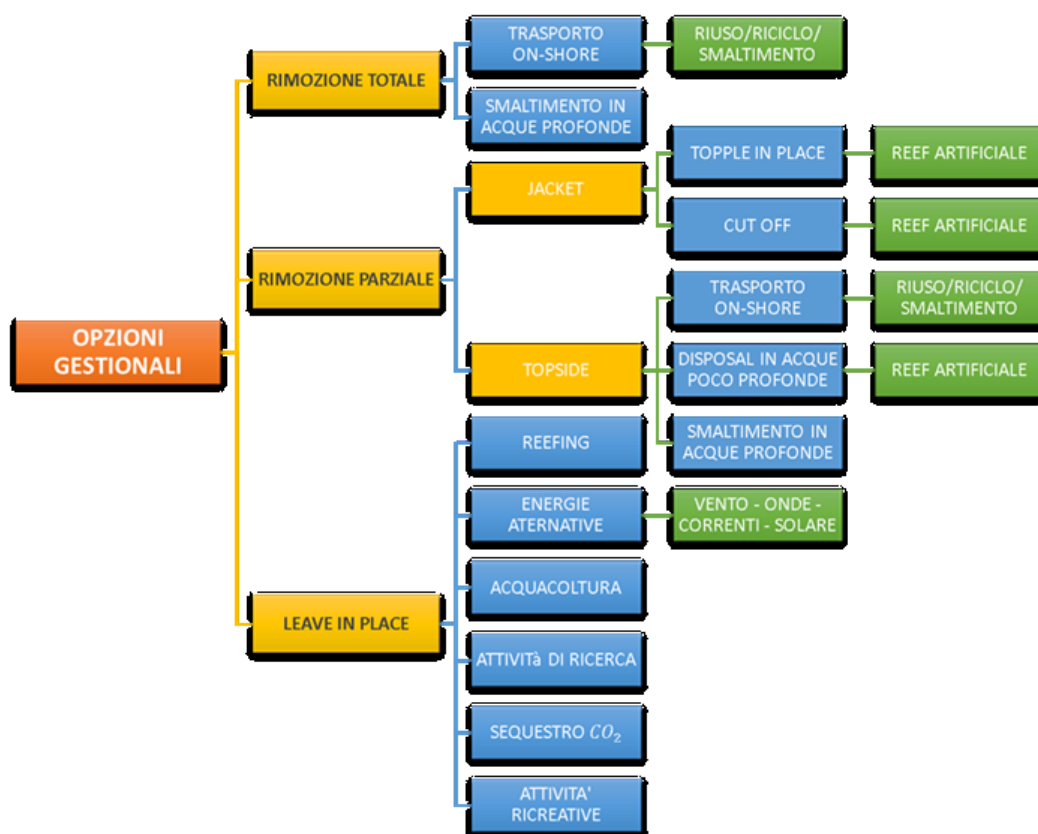


Figura 3.1.1 – Opzioni gestionali per piattaforme offshore a fine vita

L'opzione "rimozione totale" consiste nell'asportazione della struttura con la finalità di lasciare il fondale nelle condizioni in cui è stato trovato al momento



dell'installazione. Questa in genere viene trasportata on-shore presso un cantiere specializzato, ma in alcune nazioni è previsto anche lo smaltimento in acque profonde.

La “rimozione parziale” consiste nell'asportazione del *deck*, che viene trasportato on-shore oppure smaltito in acque profonde, e di una parte di *jacket*, che può essere deposto nelle vicinanze del resto della struttura (*cut-off*) oppure trasportato on-shore. In alcuni casi è previsto il ribaltamento della struttura restante sul fondale (*topple in place*), così da non interferire con gli usi di navigazione del mare. La finalità principale di questa opzione gestionale è la creazione di *reef* artificiali.

Il “riutilizzo” della piattaforma viene effettuato lasciando la struttura interamente sul posto, bonificando le parti contaminate e riqualificandola per altri scopi differenti da quello estrattivo (produzione di energia da fonti rinnovabili, acquacoltura, attività di ricerca, attività turistico-ricreative). Con questa opzione, così come per la rimozione parziale, rimarrebbero inalterate le comunità biologiche sviluppatesi nella porzione sommersa della struttura

Tali scenari gestionali necessiterebbero di studi di fattibilità specifici in funzione dello specifico contesto normativo e territoriale, delle tecnologie da adottare e dei costi a loro associati, dell'ubicazione spaziale delle piattaforme

e di potenziali problematiche connesse agli impatti ambientali e implicazioni socio-economiche connesse alle diverse scelte.

Al fine di approfondire alcuni di questi aspetti e alla loro contestualizzazione a livello nazionale si è proceduto al censimento delle piattaforme presenti nei mari italiani, utilizzando i dati ufficiali del Ministero dello Sviluppo Economico aggiornati al 15 marzo 2019. Si è tenuto conto, oltre che della loro posizione geografica e distanza da costa, anche della loro complessità strutturale dal momento che questa può influenzare sia le scelte tecnologiche di dismissione ed i relativi costi sia l'impatto ambientale derivante dalla loro rimozione. Inoltre, il grado di complessità della sottostruttura sommersa è atteso avere un ruolo nell'influenzare biomassa e biodiversità sia delle componenti sessili sia di componenti vagili anche di interesse commerciale, che possono trovare in tali strutture rifugio e protezione e condizioni trofiche favorevoli (Bull & Love, 2019). Infine, la localizzazione delle piattaforme offshore è stata contestualizzata rispetto alla vicinanza ad aree di rilevanza ecologica per le potenziali ripercussioni ambientali ed ecologiche derivanti da diverse opzioni gestionali (Ardizzone, 2006). In particolare, sono state considerate aree marine e terrestri protette dalla normativa nazionale/internazionale prospicienti l'area in cui sono localizzate le piattaforme offshore tra cui: Aree istituite a Parco Nazionale; Aree Naturali Protette – Parchi e Riserve (secondo l'Elenco

Ufficiale Aree Protette, EUAP); Aree marine-costiere interessate da Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) della Rete Natura 2000; Aree costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar 1971) e Important Bird Area (IBA); Aree Marine Protette (AMP) e Zone di Tutela Biologica (ZTB).

### ***3.2 Valutazione partecipata a supporto della gestione sostenibile di piattaforme offshore a fine vita***

Al fine di valutare la sostenibilità di diversi scenari gestionali delle piattaforme offshore a fine vita attraverso un approccio partecipato e condiviso sono stati predisposti una serie di questionari da somministrare a diversi *stakeholder* ed esperti del settore. Tale approccio è di grande importanza per poter meglio comprendere l'orientamento sia di rappresentanti del mondo accademico sia di diversi portatori di interesse sulla tematica. A tale riguardo, il giudizio degli esperti (*expert elicitation*) è stato ritenuto di grande utilità per poter meglio comprendere e valutare, vista la mancanza di informazioni a riguardo, gli aspetti ambientali ed ecologici più rilevanti da tenere in considerazione nell'ambito della tematica del decommissioning di piattaforme offshore a fine vita. Unitamente al giudizio degli esperti è stato ritenuto di estrema rilevanza il coinvolgimento di diversi portatori di interesse per definire anche il loro

orientamento sulla tematica ed attivare un processo decisionale il più possibile partecipato e condiviso.

Gli esperti sono stati identificati all'interno della comunità scientifica nazionale che svolge attività di ricerca sul mare. In particolare è stata predisposta una lista di 110 nominativi di ricercatori con competenze multidisciplinari (dalla biologia ed ecologia marina, all'oceanografia ed ecotossicologia e valutazione di impatto ambientale, alla sostenibilità e conservazione e gestione delle risorse marine) afferenti ai principali enti di ricerca marini (e.g. Stazione Zoologica Anton Dohrn; CNR-ISMAR, CNR-IRBIM; CNR-IAS, INOGS, ENEA) e università (e.g. Genova, Politecnica delle Marche, Palermo, Pisa, Milano Bicocca). Gli *stakeholder* sono stati selezionati tra diverse categorie di appartenenza: associazioni di sub e/o *divers*, associazioni ambientaliste, associazioni di pesca sportiva, associazioni di pescatori, maricoltori, amministrazioni locali e regionali, Ministeri (Ministero della tutela del territorio del mare e dell'ambiente, Ministero dello sviluppo economico, Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali), aree marine protette, Confindustria, aziende e società private. Complessivamente sono stati identificati 75 rappresentanti afferenti a tali categorie.

Sulla base della letteratura scientifica sono stati realizzati due questionari, destinati alle due categorie sopracitate.

La struttura complessiva dei questionari è stata elaborata a partire da un lavoro preesistente sulle piattaforme offshore nel Mar del Nord (Fowler et al., 2018), il cui obiettivo è quello di fornire indicazioni sulle implicazioni ambientali derivanti dalla dismissione di impianti offshore nel Mare del Nord, attraverso l'utilizzo del giudizio esperto. Le domande sono state altresì elaborate tenendo conto delle specificità ambientali, ecologiche e socio-economiche del contesto adriatico e sulla base di specifici studi di riferimento per la formulazione delle domande (Vaske 2008).

I questionari destinati alle due categorie sono molto simili tra loro (Figura 3.2), in maniera tale da poter confrontare i risultati ottenuti. Le differenze tra i due questionari riguardano la struttura inerente al profilo anagrafico e professionale e la presenza di due domande ulteriori nel questionario destinato agli esperti (Figura 3.3). Questa scelta è giustificata dal carattere molto tecnico di tali domande, che pertanto sono state ritenute non idonee per gli *stakeholder*.

Nr. Domanda	Formato risposta	Stakeholders	Esperti
1	Scala bipolare 1-7	X	X
1_a	Scala bipolare 1-7	X	X
1_b	Scala bipolare 1-7	X	X
1_c	Scala bipolare 1-7	X	X
1_d	Scala bipolare 1-7	X	X
1_e	Scala bipolare 1-7	X	X
1_f	Scala bipolare 1-7	X	X
1_g	Scala bipolare 1-7	X	X
1_h	Scala bipolare 1-7	X	X
1_i	Scala bipolare 1-7	X	X
1_j	Scala bipolare 1-7	X	X
1_k	Scala bipolare 1-7	X	X
1_l	Scala bipolare 1-7	X	X
1_m	Scala bipolare 1-7	X	X
1_n	Scala bipolare 1-7	X	X
1_o	Scala bipolare 1-7	X	X
2	Scala bipolare 1-5		
2_1	Scala bipolare 1-5		X
2_2	Scala bipolare 1-5		X
2_3	Scala bipolare 1-5		X
3	Scala bipolare 1-5		
3_1	Scala bipolare 1-5		X
3_2	Scala bipolare 1-5		X
3_3	Scala bipolare 1-5		X

Tabella 3.2.1 – Domande, formato di risposta e afferenza questionario

Conclusa l'elaborazione e la stesura dei questionari, questi sono stati testati tramite un'indagine pilota, al fine di verificarne la comprensibilità e l'eventuale presenza di domande inutili o ambigue. In particolare, il questionario destinato agli *stakeholder* è stato testato su 15 persone, appartenenti a differenti fasce d'età ed in possesso o meno di livello di istruzione elevato (laurea). Il questionario destinato agli esperti è stato testato su 10 tra docenti, ricercatori, assegnisti di ricerca e dottorandi dell'Università Politecnica delle Marche che svolgono attività di ricerca in mare affini agli ambiti precedentemente individuati. I test pilota non hanno evidenziato particolari difficoltà nell'interpretazione delle domande da parte di entrambi i soggetti.

Di seguito vengono illustrati i questionari. Quello destinato agli *stakeholder* viene riportato per intero, invece per gli esperti vengono riportate solo le parti che mostrano delle differenze dal primo.



UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



## Questionario PLaCE: valutazione integrata a supporto della gestione sostenibile delle piattaforme offshore

<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		





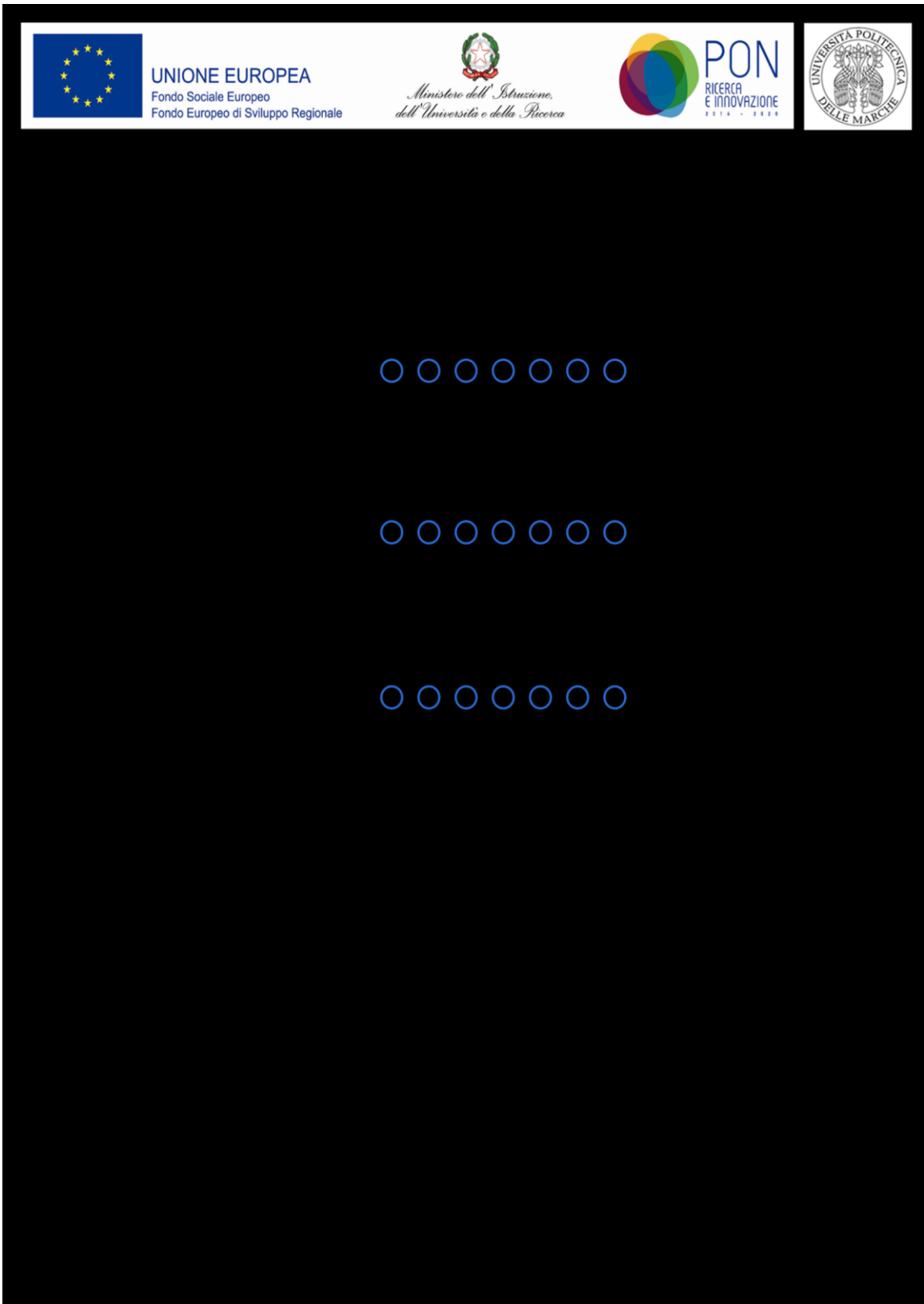
UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale





UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale





*Figura 3.2.1 Questionario comune destinato sia a stakeholder sia a esperti*

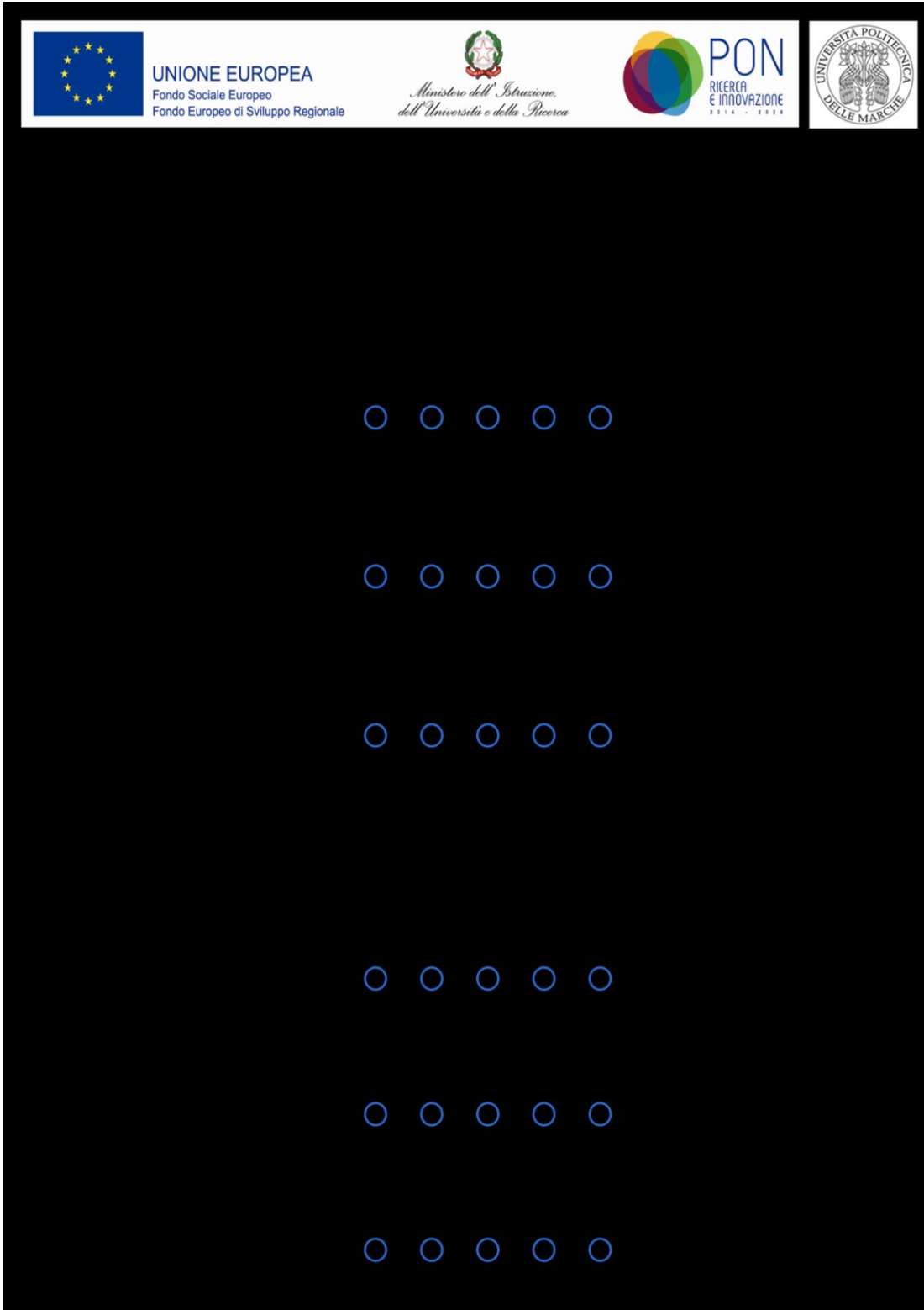


UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



## Questionario PLaCE: valutazione integrata a supporto della gestione sostenibile delle piattaforme offshore

<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		



*Figura 3.2.2 Parti del questionario destinato agli esperti differenti rispetto a quello degli esperti*

### 3.2.1 Somministrazione dei questionari

La prima somministrazione del questionario rivolto agli *stakeholder* è avvenuta in presenza in occasione del meeting di presentazione del progetto “Conversione di piattaforme offshore per usi multipli eco-sostenibili”, acronimo “PlaCE”, tenutosi il 24 gennaio 2020 presso la camera di commercio di Pescara, alla presenza di diversi rappresentanti di enti pubblici, società ed associazioni. Nel corso dell’evento sono stati presentati dei casi studio ed è stato posto l’accento sul ruolo dei portatori di interesse nel processo di valutazione a supporto della gestione sostenibile di piattaforme offshore a fine vita. In seguito alle dovute note metodologiche, i questionari sono stati somministrati ai presenti. Terminata la compilazione, i partecipanti sono stati invitati ad esprimersi in merito ai contenuti del questionario e all’argomento della conferenza, secondo il metodo del *focus group* (Mukherjee et al., 2018). La maggior parte degli *stakeholder* presenti è stata molto partecipe alla discussione, dimostrando un grande interesse per la tematica in questione. Nessuno ha mostrato remore nell’esprimere la propria opinione anche se in disaccordo su alcuni aspetti con quanto espresso da altri in precedenza. Inoltre, la presenza di soggetti provenienti da settori lavorativi molto diversi e con expertise ed esperienze differenti ha permesso di analizzare la questione da diversi punti di vista, producendo uno scambio di prospettive che potrebbero

rivelarsi molto utili per uno sviluppo successivo. Complessivamente durante l'incontro sono stati raccolti 15 questionari. Contestualmente, attraverso l'utilizzo della piattaforma Google Moduli, è stata predisposta una versione online del questionario che ha stata somministrata sia ad ulteriori *stakeholder* sia agli esperti precedentemente identificati. I questionari compilati online dagli *stakeholder* sono stati 20 che sommati a quelli compilati in presenza hanno permesso di ottenere risposte da parte di 35 rappresentanti. I questionari compilati online dagli esperti sono stati complessivamente 72.

### ***3.3 Analisi dei dati***

Tutte le informazioni contenute nei questionari sono state organizzate in un unico dataset. Le analisi statistiche sono state effettuate mediante l'utilizzo dei programmi Microsoft Excel e RStudio.

Per prima cosa è stata effettuata un'analisi descrittiva sui profili anagrafici dei questionari.

Successivamente, per ogni domanda è stato calcolato il Potential for Conflict Index (PCI; M.J. Manfredi et al., 2003), un indicatore di conflitto in grado di rappresentare informazioni in merito alla tendenza centrale, dispersione e forma di una distribuzione di punteggi. Nel nostro caso, la tendenza centrale è

la mediana dei punteggi, mentre la dispersione è rappresentata dal grado di conflitto potenziale tra gli intervistati sull'accettabilità delle affermazioni.

I risultati sono stati rappresentati mediante grafici a bolle, dove:

- la dimensione delle bolle mostra il PCI e indica il grado di dispersione;
- il centro della bolla, proiettato sull'asse Y, rappresenta la mediana dei punteggi, in modo da visualizzare facilmente se la tendenza delle risposte è sopra o sotto il punto neutro della scala bipolare.

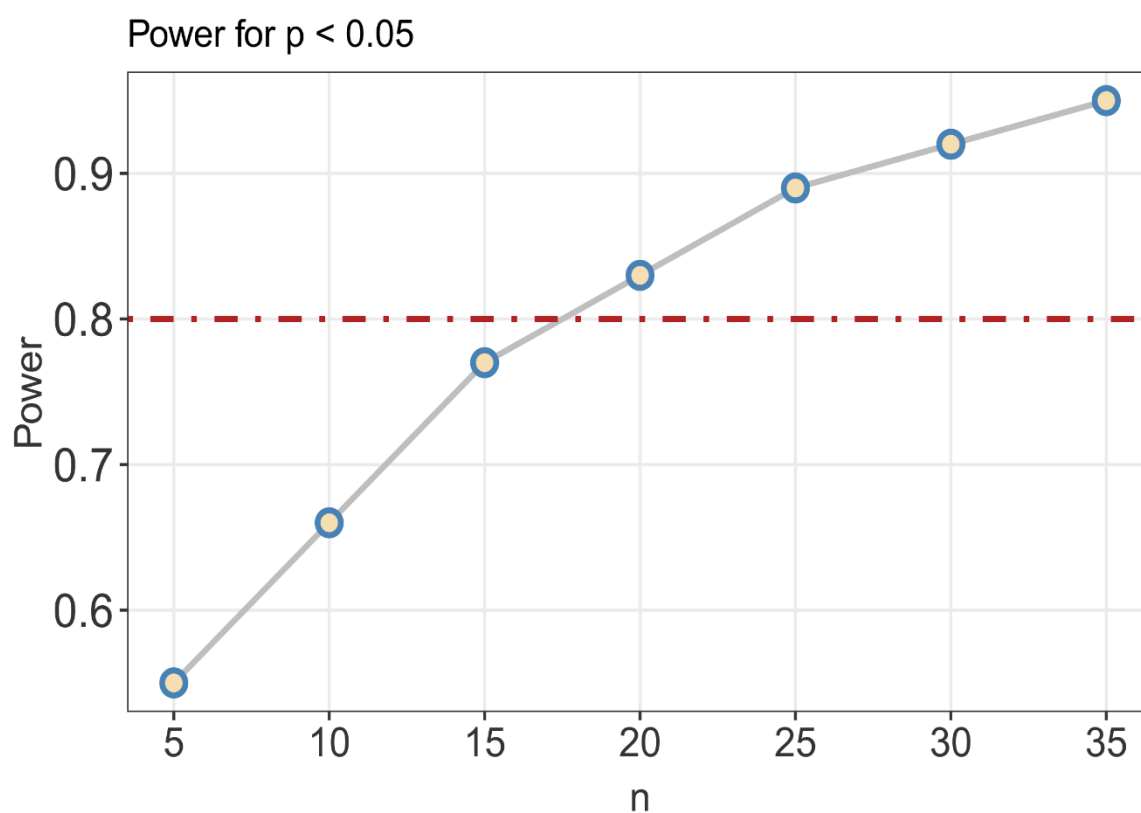
Per le domande in comune tra *stakeholder* ed esperti, i PCI sono stati raffigurati nello stesso grafico a bolle in modo tale da poter effettuare un confronto. Inoltre, sono stati realizzati dei boxplot per rappresentare in modo sintetico e confrontare le distribuzioni dei PCI di *stakeholder* ed esperti.

Infine, solo per le domande in comune, è stata testata l'ipotesi per cui ci sia una differenza nel livello medio di PCI tra esperti e *stakeholder*. Questa differenza è stata testata tramite un modello di regressione lineare del PCI con una variabile dicotomica che ha assegnato l'osservazione come esperti o come *stakeholder*.

La distribuzione del PCI tra i due gruppi è stata effettuata tramite una regressione lineare univariata, analoga a un t-test (Cumming, 2014). Prima dei test statistici è stata effettuata una power-analysis, assumendo una differenza



tra il PCI medio dei due gruppi pari al 20%. La power-analysis ha indicato che tale differenza era rilevabile dal test, secondo un p-valore di 0.05, con una potenza statistica di circa l'80%, per una dimensione campionaria di 15 risposte per gruppo.



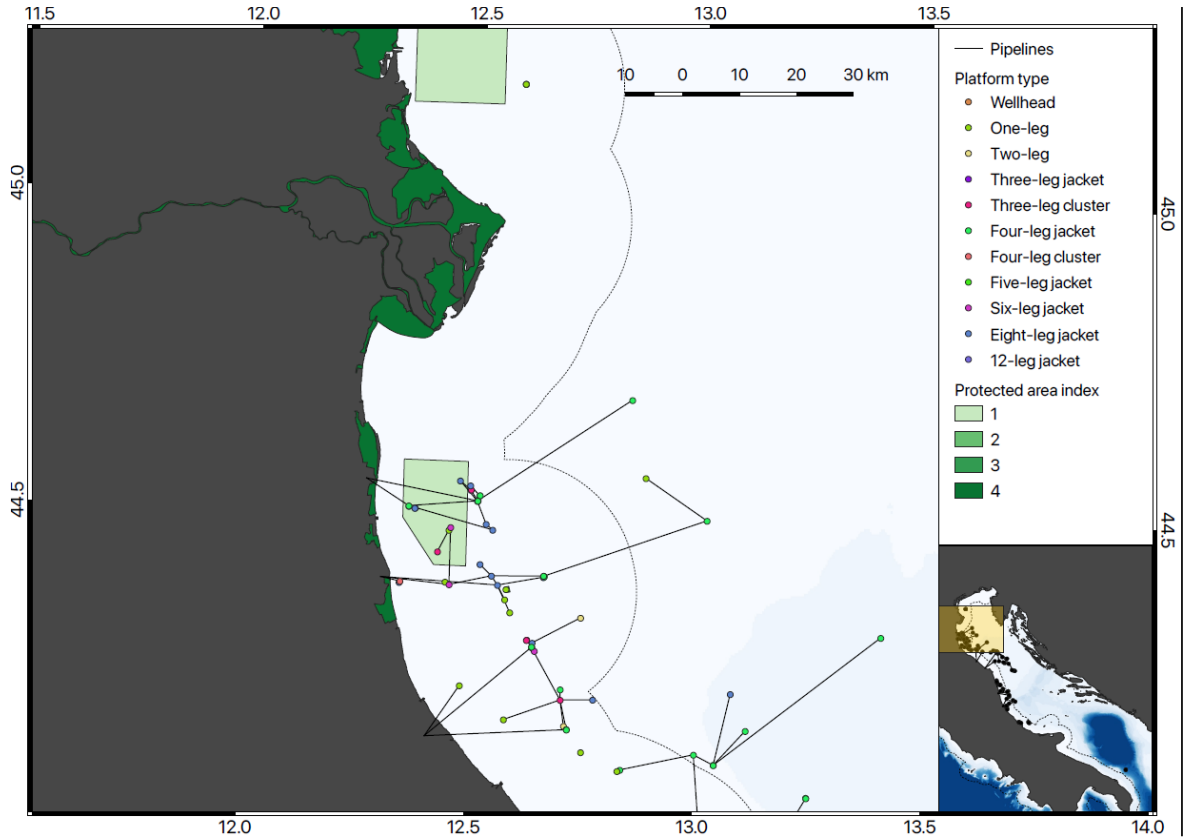
*Figura 3.3.1 Potenza statistica per numerosità del campione*

## 4. RISULTATI

### *4.1 - Distribuzione delle piattaforme nel Mar Adriatico*

Sulla base delle informazioni presenti nel sito del Ministero dello Sviluppo Economico, in Italia sono presenti 124 piattaforme offshore. La maggior parte delle piattaforme sono a gas e sono localizzate nell'Adriatico centro-settentrionale (115) tra Chioggia e Termoli. Le 124 piattaforme presenti nei diversi bacini (Mar Adriatico, Mar Ionio e Canale di Sicilia) presentano un'ampia varietà della sottostruttura sommersa (*jacket*) con una prevalenza rappresentata da strutture reticolari a 4 gambe (38%), seguita da strutture reticolari a 8 gambe (27%) e strutture monotubolari (18%). Le 115 piattaforme presenti nell'Adriatico centro-settentrionale hanno anche un ampio rango di localizzazione rispetto alla distanza da costa (Figura 4.1.1). In particolare, 22 piattaforme sono localizzate entro 10 km dalla costa, 43 da 11 km fino a 20 km, 21 da 21 km fino a 30 km, 12 da 31 km fino a 50 km e 17 da 51 km fino a 65 km da costa. Tali piattaforme sono presenti su fondali a profondità compresa tra i 9 m e i 117 m, presenti al largo di Ravenna e Pescara, rispettivamente. Diverse piattaforme localizzate di fronte alle coste dell'Emilia Romagna sono prossimali a siti inseriti nella rete Natura 2000 (SIC e ZPS) o ad aree protette di rilevanza nazionale ed internazionale. Altre piattaforme localizzate di fronte alla costa abruzzese sono prossimali al confine con l'area marina protetta di

Torre del Cerrano, ed altre ancora sono prossimali o all'interno di zone di tutela biologica (ZTB di Ravenna e ZTB Barbare; Figura 4.1.1).



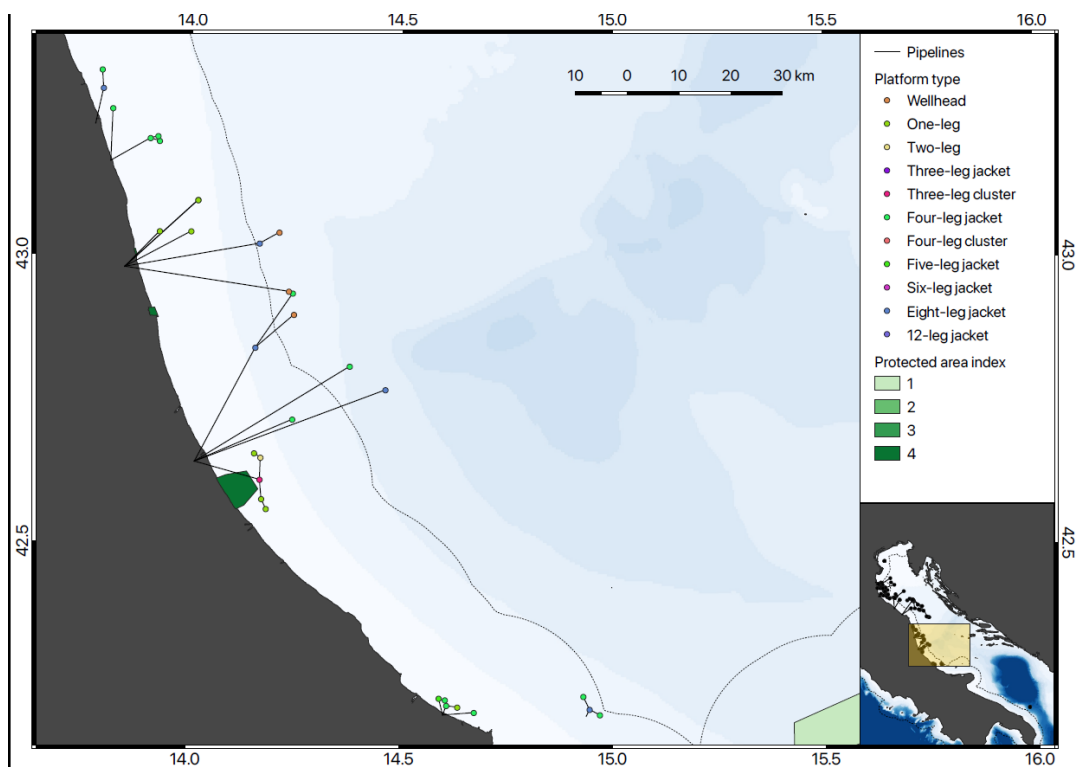
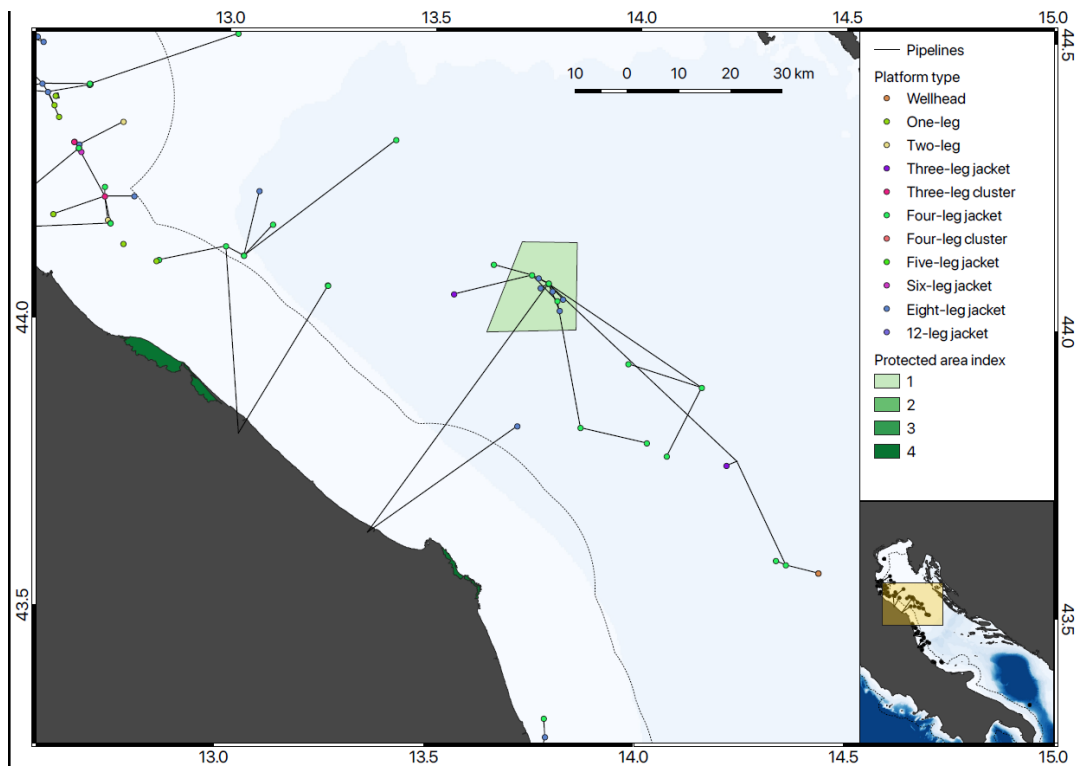


Figura 4.1.1 Localizzazione delle piattaforme offshore nell'Adriatico centro-settentrionale in relazione alla loro complessità della sottostruttura sommersa e ad aree di importanza ecologica

## ***4.2 – Analisi descrittiva dei campioni***

In questo paragrafo viene presentata un'analisi descrittiva degli individui a cui è stato somministrato il questionario, in modo da ottenere una descrizione complessiva dei due campioni (*stakeholder* ed esperti). Per ogni variabile rilevata viene riportata la distribuzione di frequenza percentuale in forma grafica. L'analisi viene presentata in due sotto-paragrafi differenti per i due campioni.

### ***4.2.1 – Stakeholder***

Gli *stakeholder* intervistati sono stati 35, la stragrande maggioranza dei quali (74.3%) è di sesso maschile (Figura 4.2.1). Il 2.9% ha tra i 18 e i 25 anni, il 14.3% tra i 26-35, il 31.4% tra i 36-50, il 45.7% tra i 51-60 e il 5.7% ha più di 60 anni (Figura 4.2.2).

L'analisi della variabile titolo di studio evidenzia un alto livello di istruzione degli *stakeholder*, con l'82.4% degli intervistati che ha conseguito almeno una laurea triennale e solo il 2.9% di questi che non hanno effettuato studi universitari (Figura 4.2.3).

Per quanto riguarda la posizione lavorativa, il 42.9% degli intervistati lavora presso un ente o amministrazione privata, il 37.1% presso un'azienda privata e l'8.6% lavora per un'organizzazione non governativa (Figura 4.2.4).

## Sesso

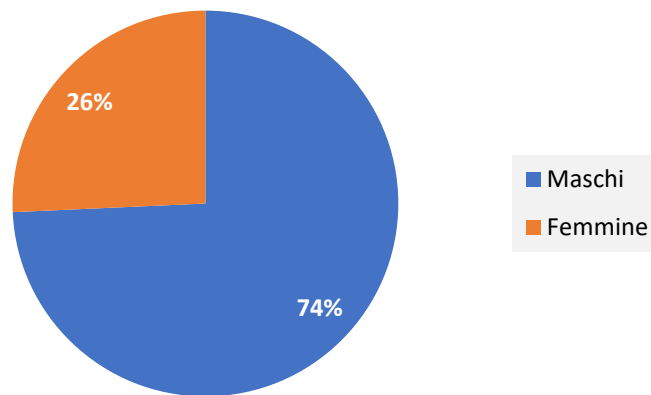


Figura 4.2.1– Distribuzione percentuale della variabile “Sesso” per gli stakeholder

## Età

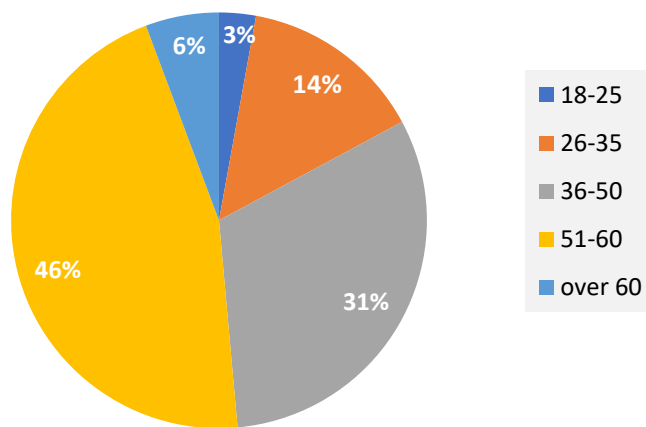


Figura 4.2.2 - Distribuzione percentuale della variabile "Età" per gli stakeholder

## Titolo di studio

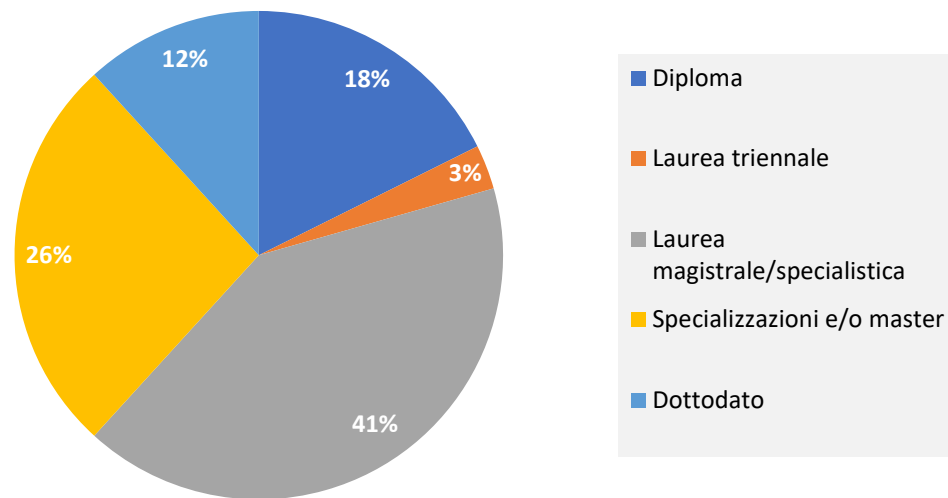


Figura 4.2.3 – Distribuzione percentuale della variabile “Titolo di studio” per gli stakeholder

## Lavoro

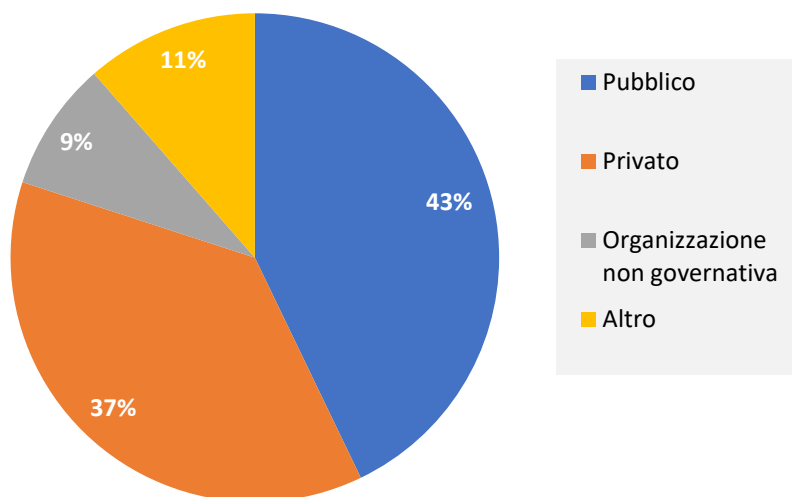


Figura 4.2.4 – Distribuzione percentuale della variabile “Lavoro” per gli stakeholder

#### 4.2.2 – Esperti

Gli esperti che hanno risposto ai questionari sono 72. Il campione è diviso quasi equamente dal punto di vista del sesso, con il 54.2% uomini e il 45.8% donne (Figura 4.2.5). Più della metà degli esperti intervistati (51.4%) è compreso nella classe di età 36-50 anni. Nessuno tra i 18-25, 9.7% tra i 26-35, 30.6% tra i 51-60 e 8.3% con più di 60 anni (Figura 4.2.6).

Per quanto riguarda l'aspetto lavorativo, sono stati indagati: ente di appartenenza, posizione professionale e attività di ricerca. Il 54.2% lavora presso un ente di ricerca, mentre il 45.8% presso un'università (Figura 4.2.7). Il 5.6% ricopre la posizione di dottorando, il 6.9% assegnista di ricerca, il 12.5% tecnologo, il 41.7% ricercatore, il 26.4% professore, il 4.2% dirigente di ricerca e il 2.8% ricoprono altre posizioni (Figura 4.2.8). L'attività di ricerca con la frequenza più alta è biologia e/o ecologia marina (49 intervistati), mentre le altre hanno frequenze molto simili tra loro (Figura 4.2.9).



## Sesso

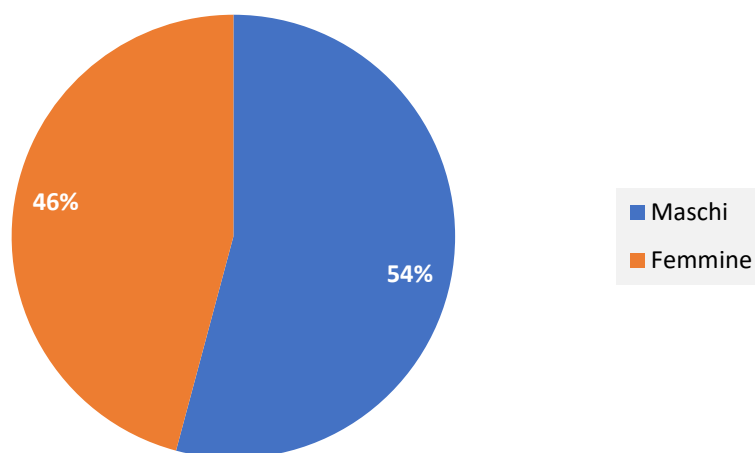


Figura 4.2.5 – Distribuzione percentuale della variabile “Sesso” per gli esperti

## Età

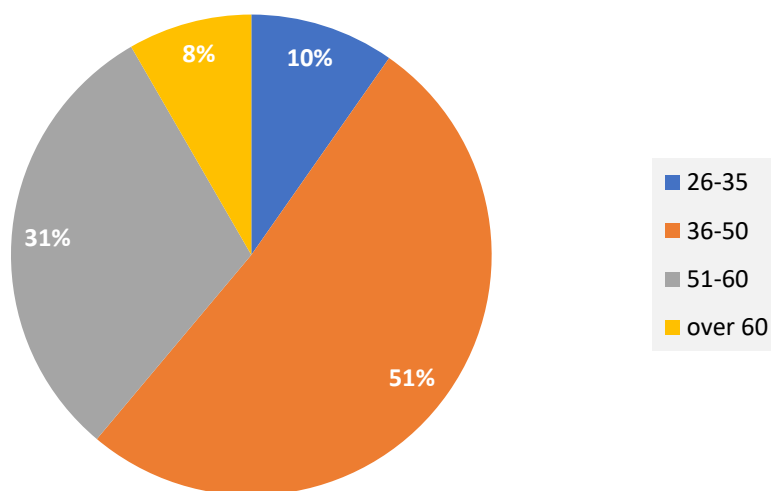


Figura 4.2.6 – Distribuzione percentuale della variabile “Età” per gli esperti

## Ente di appartenenza

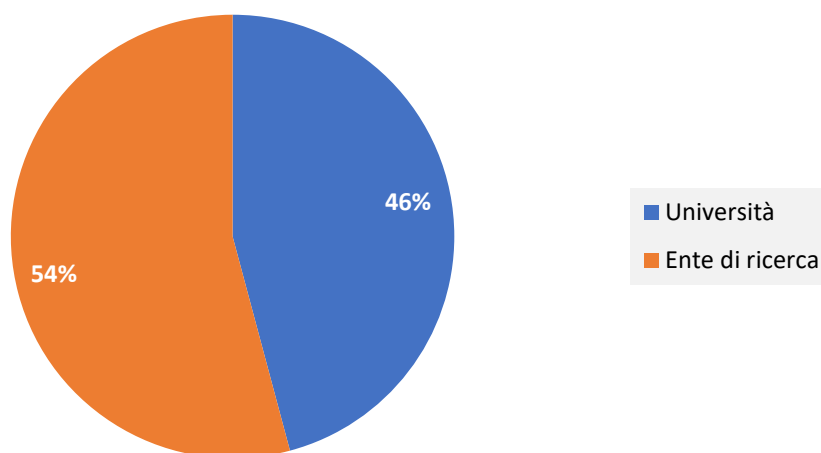


Figura 4.2.7 – Distribuzione percentuale della variabile “Ente di appartenenza” per gli esperti

## Posizione professionale

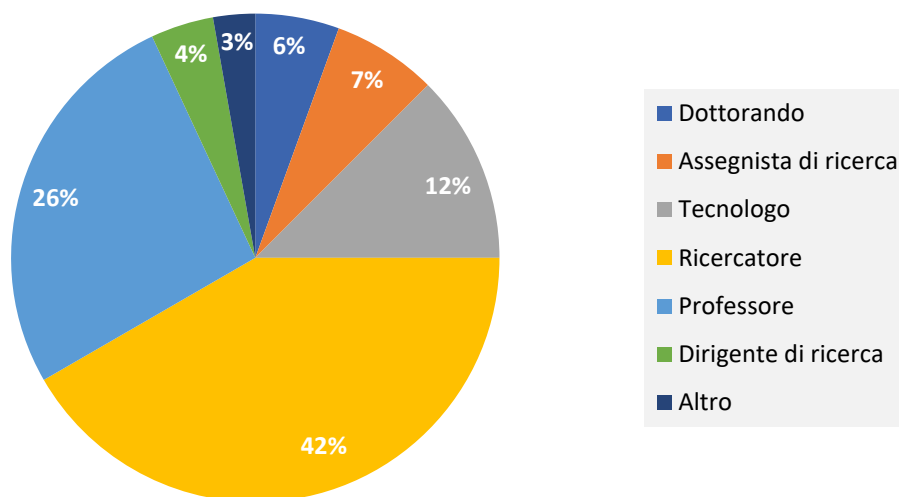


Figura 4.2.8 – Distribuzione percentuale della variabile “Posizione professionale” per gli esperti

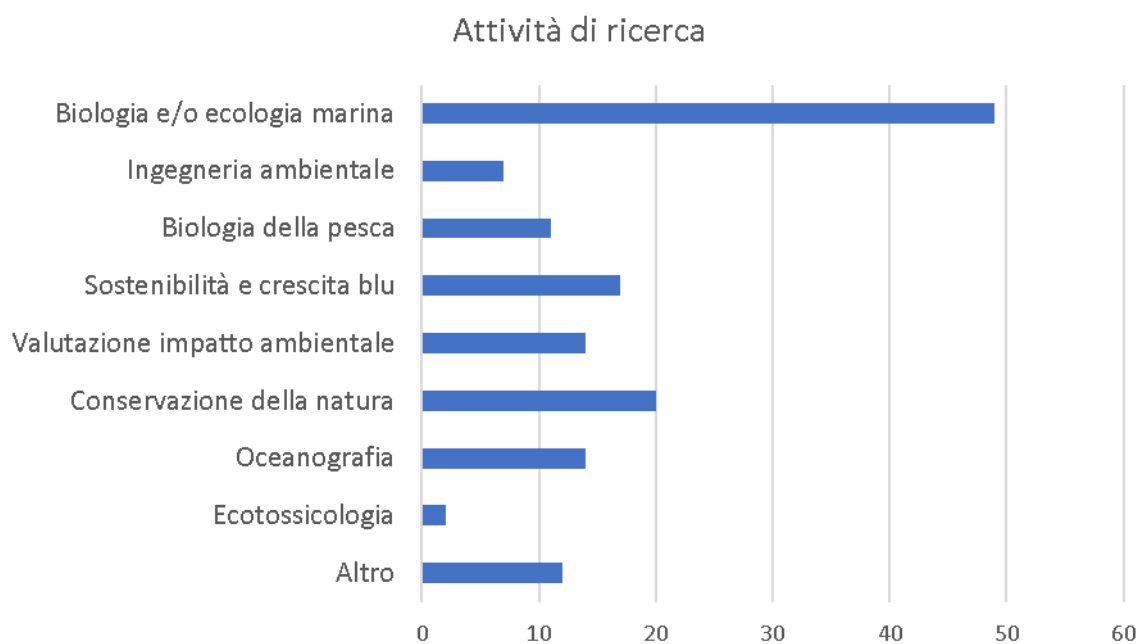


Figura 4.2.9 – Distribuzione percentuale della variabile “Attività di ricerca” per gli esperti

### 4.3 – *Potential for Conflict Index*

In questo paragrafo vengono riportati gli output dei risultati dei questionari attraverso l’analisi del Potential for Conflict Index e della sua distribuzione, confrontando i valori di *stakeholder* ed esperti.

#### 4.3.1 – *Domande comuni alle categorie*

La scala di risposta alle domande è una scala bipolare a 7 punti con valore neutro: -3, -2, -1, 0, +1, +2, +3, dove -3 sta per “Estremamente contrario” (“*Totally disagree*”), +3 per “Estremamente d’accordo” (“*Totally agree*”) e 0 per “né contrario né d’accordo”.

Al fine di ottenere una rappresentazione grafica il più possibile chiara, le 15 domande in comune (Tabella 4.3.1) sono state suddivise in 4 categorie: Effetti: pesca e navigazione; Protezione della biodiversità; Impatti ambientali ed ecologici; Opzioni gestionali. I risultati sono riportati in Tabella 4.3.2 e nelle relative figure seguenti.

<b>Opzioni gestionali</b>	
1_a	L'opzione gestionale più appropriata per una piattaforma off-shore non più attiva, dovrebbe essere valutata caso per caso, tenendo in considerazione aspetti ambientali e socio-economici
1_b	Le piattaforme off-shore dovrebbero essere rimosse per permettere un libero utilizzo dello spazio marittimo
1_n	Gli utilizzi alternativi delle piattaforme off-shore non più attive compensano la perdita di spazio marittimo causato dalla loro presenza in mare
1_o	La presenza di strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive può essere utile per incentivare attività turistico-ricreative (es. pesca sportiva, pesca subacquea)
<b>Effetti: pesca e navigazione</b>	
1_c	Le parti sommerse di una piattaforma off-shore che vengono lasciate in mare dovrebbero essere sempre segnalate sulle carte nautiche
1_f	Le zone di divieto di pesca attorno alle piattaforme off-shore dovrebbero essere mantenute anche in caso di rimozione delle piattaforme
1_g	Le zone di divieto di pesca attorno alle piattaforme off-shore possono essere importanti per la protezione di specie commerciali (es. spigola,
1_h	La presenza di una zona di divieto di pesca intorno alle piattaforme è importante per decidere se rimuoverle o riqualificarle
<b>Protezione della biodiversità</b>	
1_d	Le strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive, che ospitano un elevato numero di specie dovrebbero essere preferibilmente mantenute e protette
1_i	Mantenere la parte sommersa di una piattaforma è importante se questa rappresenta un habitat per specie a rischio di estinzione
1_j	La presenza delle strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive protegge gli ecosistemi marini dalla pesca a strascico e da altre attività dannose
<b>Impatti ambientali ed ecologici</b>	
1_e	Se le operazioni di rimozione totale delle piattaforme rischiano di disperdere i contaminanti presenti sul fondale è preferibile rimuovere solo la parte emersa
1_k	Se ci sono parti di una piattaforma contaminate, è sempre preferibile smaltirle in discarica
1_l	Una piattaforma non dovrebbe essere rimossa se gli impatti ambientali derivanti dalle operazioni di smantellamento possono ripercuotersi su una vicina area marina protetta o di interesse conservazionistico
1_m	Se una piattaforma è visibile dalla costa dovrebbe essere rimossa, anche solo per motivi estetici

Tabella 4.3.1 Suddivisione in categorie delle domande del

Domanda	Gruppo	PCI	Mediana	Categoria
1_a	stakeholder	0,000	3	Opzioni gestionali
1_a	esperti	0,038	3	Opzioni gestionali
1_b	stakeholder	0,133	-1	Opzioni gestionali
1_b	esperti	0,165	0	Opzioni gestionali
1_c	stakeholder	0,060	3	Effetti: pesca, navigazione
1_c	esperti	0,082	3	Effetti: pesca, navigazione
1_d	stakeholder	0,165	2,5	Protezione della biodiversità
1_d	esperti	0,034	2	Protezione della biodiversità
1_e	stakeholder	0,244	2	Impatti ambientali e ecologici
1_e	esperti	0,023	2	Impatti ambientali e ecologici
1_f	stakeholder	0,338	0	Effetti: pesca, navigazione
1_f	esperti	0,174	2	Effetti: pesca, navigazione
1_g	stakeholder	0,107	2	Effetti: pesca, navigazione
1_g	esperti	0,046	2	Effetti: pesca, navigazione
1_h	stakeholder	0,259	0	Effetti: pesca, navigazione
1_h	esperti	0,137	1	Effetti: pesca, navigazione
1_i	stakeholder	0,124	2	Protezione della biodiversità
1_i	esperti	0,080	3	Protezione della biodiversità
1_j	stakeholder	0,124	2	Protezione della biodiversità
1_j	esperti	0,093	2	Protezione della biodiversità
1_k	stakeholder	0,131	2	Impatti ambientali e ecologici
1_k	esperti	0,086	1,5	Impatti ambientali e ecologici
1_l	stakeholder	0,184	2	Impatti ambientali e ecologici
1_l	esperti	0,000	3	Impatti ambientali e ecologici
1_m	stakeholder	0,226	-2	Impatti ambientali e ecologici
1_m	esperti	0,169	0	Impatti ambientali e ecologici
1_n	stakeholder	0,214	0	Opzioni gestionali
1_n	esperti	0,129	1	Opzioni gestionali
1_o	stakeholder	0,106	2	Opzioni gestionali
1_o	esperti	0,128	2	Opzioni gestionali

*Tabella 4.3.2 – PCI e Mediane delle domande del gruppo 1*

→ Effetti: pesca e navigazione

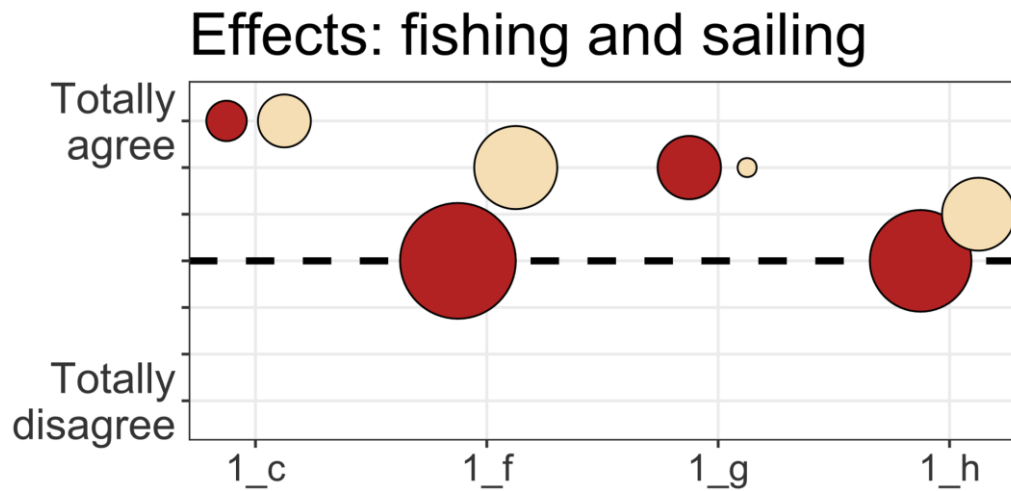


Figura 4.3.1 – Rappresentazione grafica del PCI per la categoria “Effetti: pesca e navigazione”

**1\_c:** *Le parti sommerse di una piattaforma off-shore che vengono lasciate in mare dovrebbero essere sempre segnalate sulle carte nautiche.*

Sia la bolla degli *stakeholder* (rosso) che la bolla degli esperti (rosa) giacciono sulla linea del “Totally agree”, il che significa che per entrambi la mediana è +3. La dimensione contenuta delle bolle indica una altrettanto contenuta dispersione delle risposte, quindi un basso livello di conflitto.

**1\_f:** *Le zone di divieto di pesca attorno alle piattaforme off-shore dovrebbero essere mantenute anche in caso di rimozione delle piattaforme.*

La bolla degli *stakeholder* giace sulla linea del valore nullo, quindi la sua mediana è 0; invece la mediana degli esperti è +2, questo evidenzia una sensibile differenza nella distribuzione delle risposte tra i due gruppi. La grandezza delle bolle indica che per entrambi i gruppi c'è conflitto, più marcato negli *stakeholder*.

**1\_g:** *Le zone di divieto di pesca attorno alle piattaforme off-shore possono essere importanti per la protezione di specie commerciali (es. spigola, sogliola)*

Entrambe le bolle giacciono sulla stessa linea, quindi le due distribuzioni hanno la stessa mediana: +2. La grandezza delle bolle indica che per gli esperti il conflitto è minimo, mentre per gli *stakeholder* è leggermente maggiore.

**1\_h:** *La presenza di una zona di divieto di pesca intorno alle piattaforme è importante per decidere se rimuoverle o riqualificarle.*

La bolla degli *stakeholder* giace sulla linea del valore nullo, quindi la sua mediana è 0; invece la mediana degli esperti è +1. La grandezza delle bolle indica che per entrambi i gruppi c'è conflitto, più marcato negli *stakeholder*.



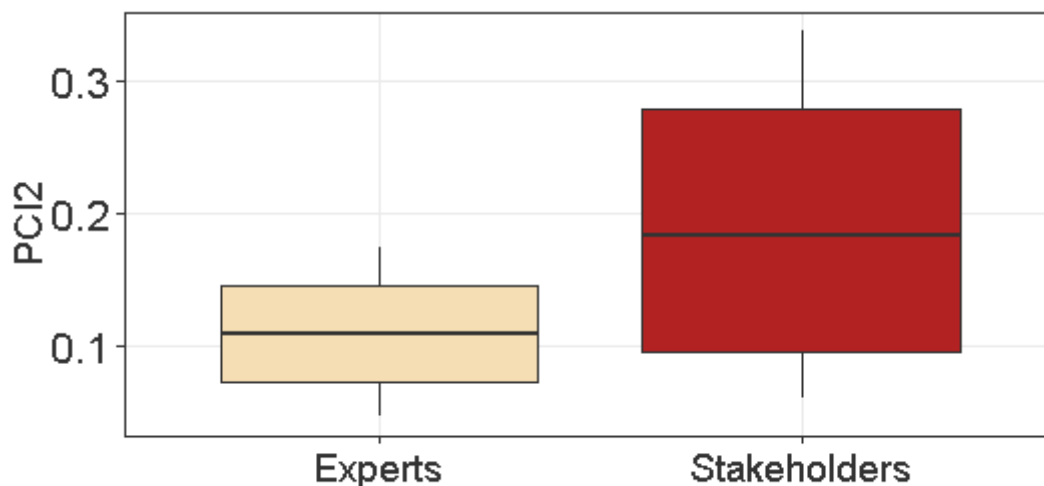


Figura 4.3.2– Boxplot della distribuzione dei PCI per la categoria “Effetti: pesca e navigazione”

Il *boxplot* relativo alla categoria “Effetti: pesca e navigazione” evidenzia per gli esperti una distribuzione simmetrica. Sia il terzo quartile che il valore massimo sono inferiori alla mediana degli *stakeholder*, per i quali la distribuzione è leggermente asimmetrica. Il range di valori è molto più ampio e questi sono sensibilmente più grandi: il primo quartile è leggermente inferiore alla mediana degli esperti, mentre il massimo è quasi il doppio del massimo degli esperti.

La distribuzione dei PCI per gli esperti mostra che il grado di conflitto per questa categoria è generalmente molto basso. La distribuzione dei PCI per gli *stakeholder* mostra che il grado di conflitto è stato molto diverso tra le 4 domande della categoria. Si nota che i valori di PCI più elevati sono stati rilevati

per le uniche due domande dove la mediana dei punteggi è differente da quella degli esperti.

➔ Protezione della biodiversità

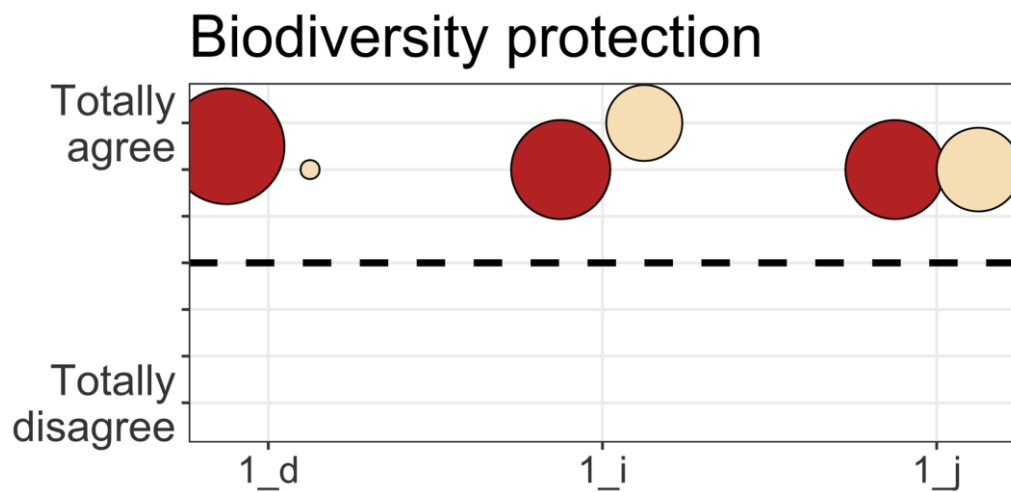


Figura 4.3.4 – Rappresentazione grafica del PCI per la categoria “Protezione della biodiversità”

**1\_d:** *Le strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive, che ospitano un elevato numero di specie dovrebbero essere preferibilmente mantenute e protette*

La mediana della bolla degli *stakeholder* è 2.5, mentre quella degli esperti è 2, quindi i due valori sono molto simili. Invece c'è una maggiore differenza per

quanto riguarda il grado di conflitto, come dimostra la diversa grandezza delle bolle.

**1\_i:** *Mantenere la parte sommersa di una piattaforma è importante se questa rappresenta un habitat per specie a rischio di estinzione*

La diversa posizione delle bolle indica una leggera differenza nelle mediane: 2 per gli *stakeholder* e 3 per gli esperti. Anche la grandezza delle bolle è simile, il che indica un livello di conflitto simile tra i due gruppi, non molto elevato per entrambi.

**1\_j:** *La presenza delle strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive protegge gli ecosistemi marini dalla pesca a strascico e da altre attività dannose*

Le due bolle hanno la stessa mediana, 2, e hanno una dimensione molto simile, quella degli *stakeholder* è leggermente più grande. Questo suggerisce che le distribuzioni di frequenze per i due gruppi siano simili.

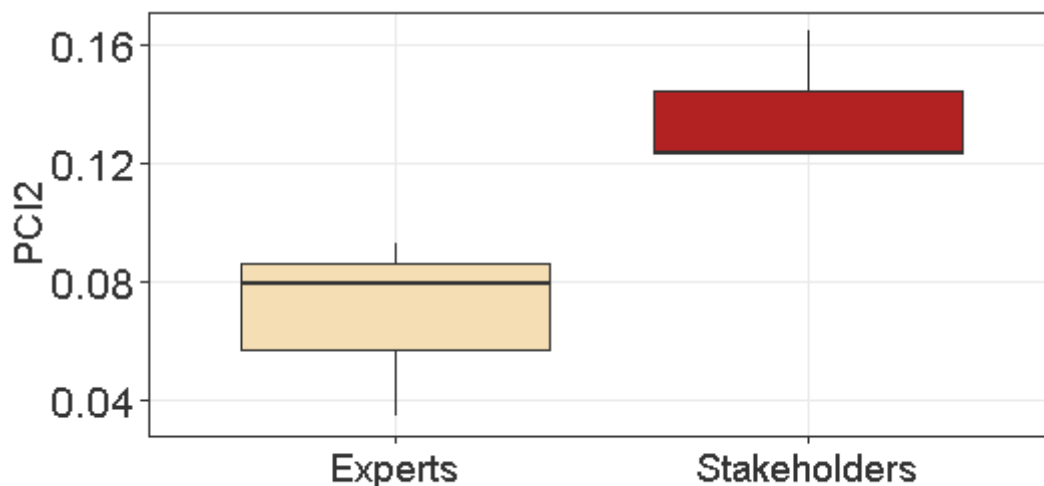


Figura 4.3.5 – Boxplot della distribuzione dei PCI per la categoria “Protezione della biodiversità”

Entrambe le distribuzioni sono molto asimmetriche. La mediana degli esperti è molto vicina sia al terzo quartile che al valore massimo, invece la mediana degli *stakeholder* coincide con il primo quartile. Tutti i valori della distribuzione degli *stakeholder* sono superiori a quelli degli esperti, il che evidenzia un maggiore grado di conflitto. Tuttavia, data l’entità dei valori, per entrambi i gruppi è possibile affermare che il PCI è relativamente basso. La ridotta distanza tra primo e terzo quartile per gli *stakeholder* indica che per questa categoria di affermazioni i PCI sono molto simili tra loro.

➔ Impatti ambientali ed ecologici

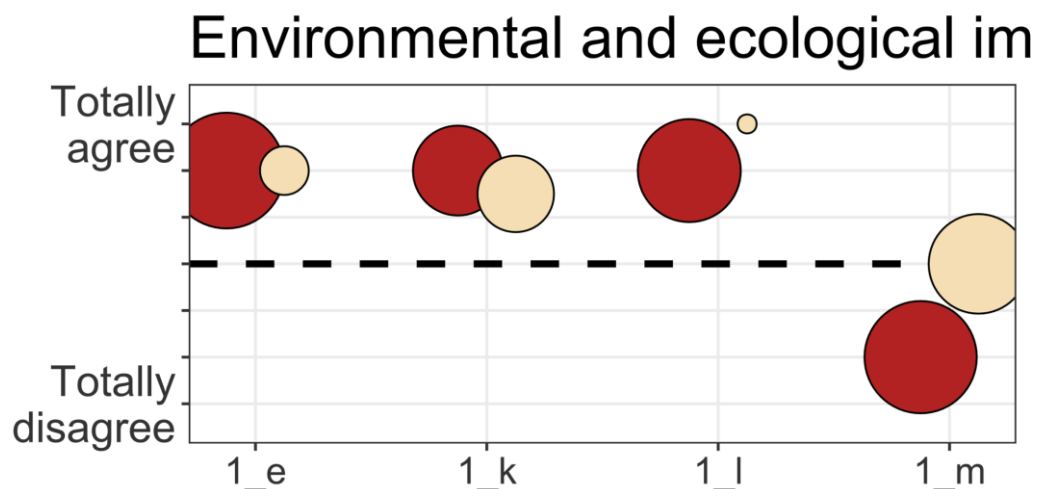


Figura 4.3.6 – Rappresentazione grafica del PCI per la categoria “Impatti ambientali ed ecologici”

**1\_e:** *Se le operazioni di rimozione totale delle piattaforme rischiano di disperdere i contaminanti presenti sul fondale è preferibile rimuovere solo la parte emersa*

Le due bolle giacciono sulla stessa riga, il che significa che hanno la stessa mediana, pari a 2. Differiscono nella dimensione, con la bolla degli *stakeholder* molto più grande di quella degli esperti, cosa che sta ad indicare un livello di conflitto maggiore.

**1\_k:** *Se ci sono parti di una piattaforma contaminate, è sempre preferibile smaltirle in discarica*

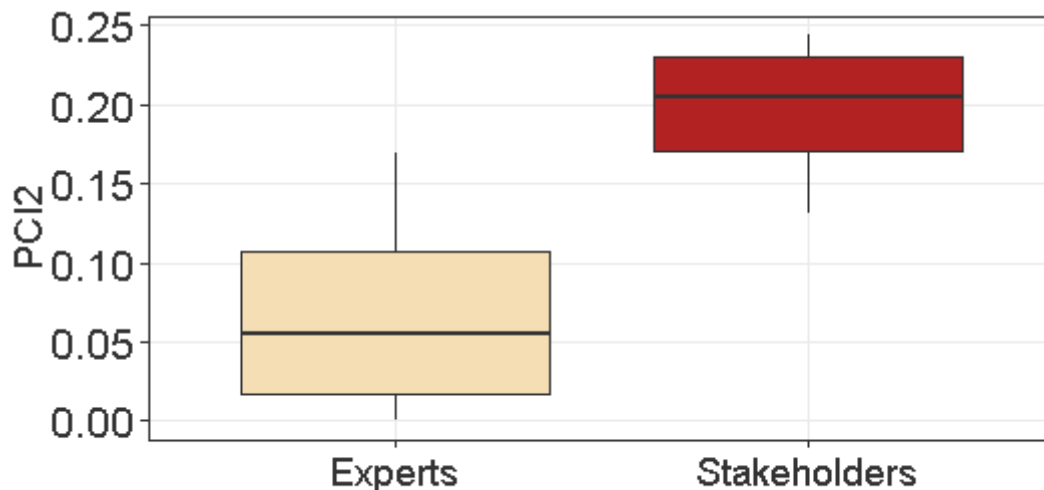
La mediana delle due bolle differisce solo di 0.5, 2 per gli *stakeholder* e 1.5 per gli esperti. Anche la grandezza è molto simile, in entrambi i casi contenuta.

**1\_l:** *Una piattaforma non dovrebbe essere rimossa se gli impatti ambientali derivanti dalle operazioni di smantellamento possono ripercuotersi su una vicina area marina protetta o di interesse conservazionistico*

La bolla degli *stakeholder* è molto piccola ed ha una mediana 3. Per quanto riguarda gli *stakeholder* invece, la mediana è 2 e la grandezza della bolla è molto maggiore, il che indica un maggiore conflitto tra gli intervistati.

**1\_m:** *Se una piattaforma è visibile dalla costa dovrebbe essere rimossa, anche solo per motivi estetici*

La grandezza delle bolle indica che per entrambi i gruppi c'è molto conflitto. Le mediane invece, -2 per gli *stakeholder* e 0 per gli esperti, mostrano una sostanziale differenza, con gli *stakeholder* complessivamente contrari all'affermazione.



*Figura 4.3.7 – Boxplot della distribuzione dei PCI per la categoria “Impatti ambientali ed ecologici”*

Le due distribuzioni del PCI sono leggermente asimmetriche. Quella degli esperti è molto ampia, con il minimo a 0.00 ed il massimo che coincide con il primo quartile della distribuzione degli *stakeholder*. Questa ampiezza è dovuta principalmente al maggiore valore del PCI per la domanda 1\_m. La distribuzione degli *stakeholder* ha valori maggiori ma è meno ampia.

➔ Opzioni gestionali

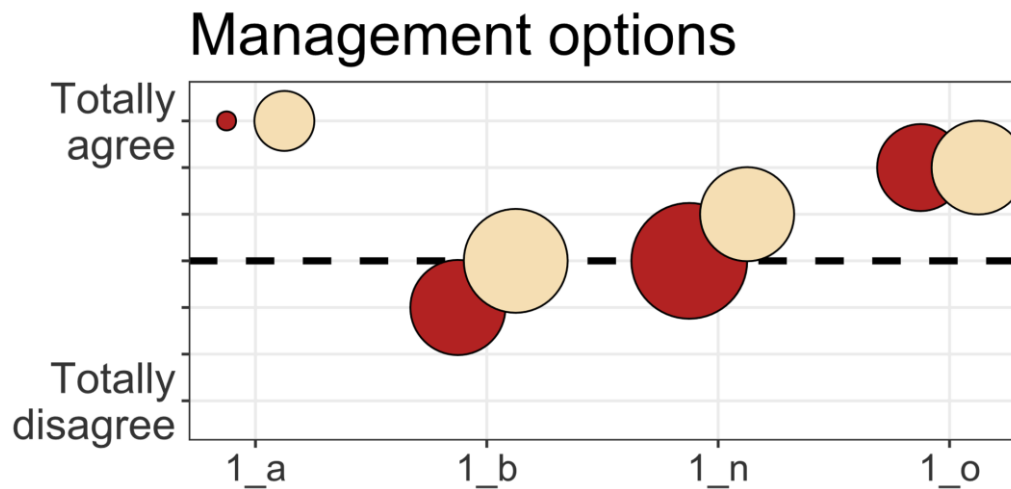


Figura 4.3.8 – Rappresentazione grafica del PCI per la categoria “Opzioni gestionali”

**1\_a:** *L’opzione gestionale più appropriata per una piattaforma off-shore non più attiva, dovrebbe essere valutata caso per caso, tenendo in considerazione aspetti ambientali e socioeconomici*

Entrambe le bolle giacciono sulla riga del “Totally agree”, che significa che hanno mediana 3. Inoltre, le piccole dimensioni delle bolle, soprattutto quella degli *stakeholder* indica un grado di conflitto minimo.

**1\_b:** *Le piattaforme off-shore dovrebbero essere rimosse per permettere un libero utilizzo dello spazio marittimo*



Gli *stakeholder* hanno mediana -1, mentre per gli esperti la mediana è 0. La dimensione delle bolle indica la presenza di conflitto, in maniera simile tra i due gruppi.

**1\_n** *Gli utilizzi alternativi delle piattaforme off-shore non più attive compensano la perdita di spazio marittimo causato dalla loro presenza in mare*

La bolla degli *stakeholder* giace sulla riga del “né contrario né d’accordo”, quindi ha mediana 0 e la sua grandezza indica molto conflitto; mentre quella degli esperti ha mediana 1 ed è meno grande.

**1\_o** *La presenza di strutture sommerse di piattaforme off-shore non più attive può essere utile per incentivare attività turistico-ricreative (es. pesca sportiva, pesca subacquea).*

Le bolle hanno la stessa mediana, pari a 2, dimensione molto simile e abbastanza contenuta. Questo suggerisce che le due distribuzioni delle risposte possano essere simili.

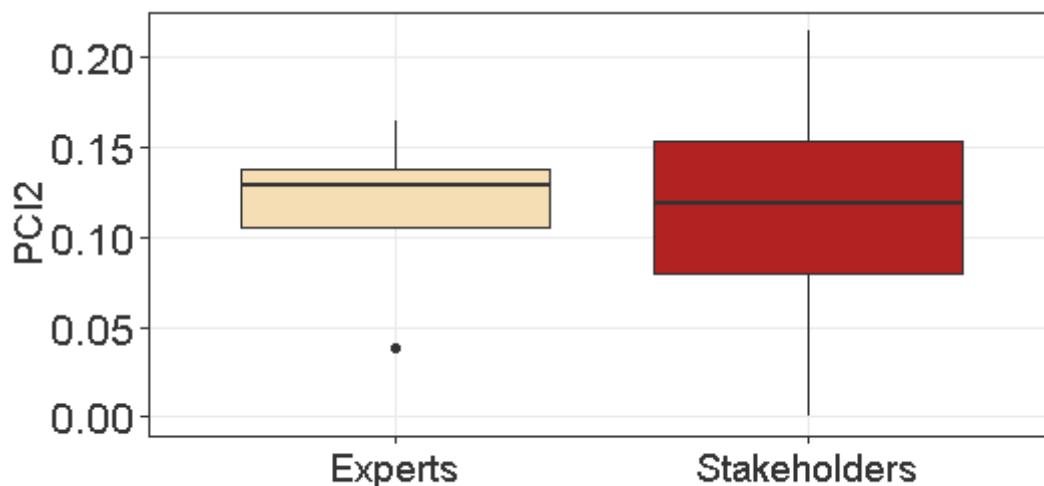


Figura 4.3.9 – Distribuzione dei PCI per la categoria “Opzioni gestionali”

Le distribuzioni del PCI per la categoria “Opzioni gestionali” hanno ampiezze differenti, con una maggiore variabilità tra gli *stakeholder*. Tuttavia, le mediane sono molto simili. Per gli esperti si nota la presenza di un *outlier*, rappresentato dal PCI della domanda 1\_a.

Analizzando complessivamente i boxplot è possibile notare che le distribuzioni degli esperti sono sempre abbastanza contenute in ampiezza; questo significa che i valori dei PCI sono racchiusi in un intervallo limitato, il che indica che in generale su queste domande gli esperti hanno un grado di conflitto pressoché costante. Inoltre, nelle due categorie in cui l’ampiezza della distribuzione degli esperti è maggiore di quella degli *stakeholder*, l’entità dei PCI è comunque minore. Invece l’ampiezza della distribuzione degli *stakeholder* è molto ridotta per le categorie “protezione della biodiversità” e “impatti ambientali ed

ecologici”, mentre è molto ampia per le altre due categorie. Questo indica che il grado di conflitto per questo gruppo può variare tra le categorie e anche tra le domande all’interno di una stessa categoria.

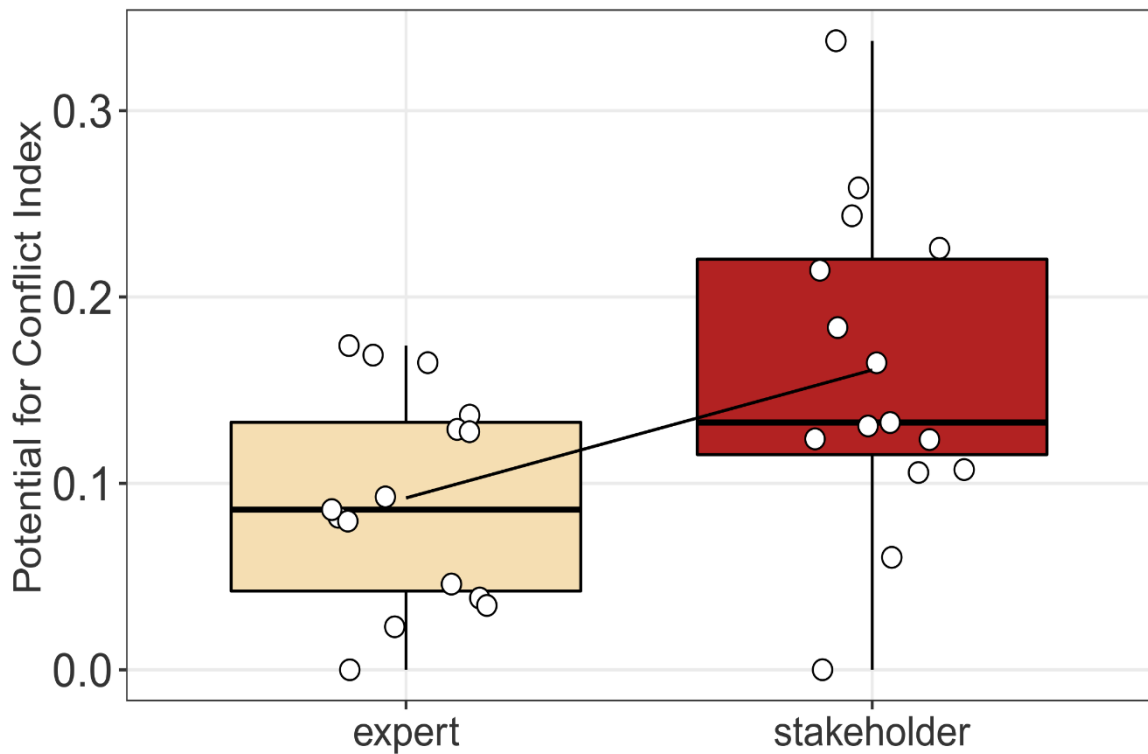


Figura 4.3.10 – Distribuzioni complessive del PCI

Il boxplot complessivo delle distribuzioni dei PCI conferma le considerazioni espresse in precedenza. La distribuzione degli *stakeholder* è molto più ampia di quella degli esperti e assume valori maggiori, per quanto comunque non eccessivamente elevati. La mediana coincide con il terzo quartile degli esperti.

La distribuzione degli esperti è simmetrica (i.e. distribuzione normale), sia nella lunghezza dei baffi sia nella posizione della mediana.

Dal grafico è possibile apprezzare anche la differenza tra le medie delle due distribuzioni, collegate dal segmento diagonale.

#### 4.3.2 – Output sulle domande formulate solo alla categoria esperti

Nelle tabelle 4.3.3 e 4.3.4 e nei grafici 4.3.11 e 4.3.12 sono riportati gli output statistici relativi alle domande formulate solo per gli esperti.

La scala di risposta alle domande è una scala bipolare a 5 punti con valore neutro: -2, -1, 0, +1, +2, dove -2 sta per “Estremamente inappropriato” (“*Totally inappropriate*”), +2 per “Estremamente appropriato” (“*Totally appropriate*”) e 0 per “né inappropriato né appropriato”.

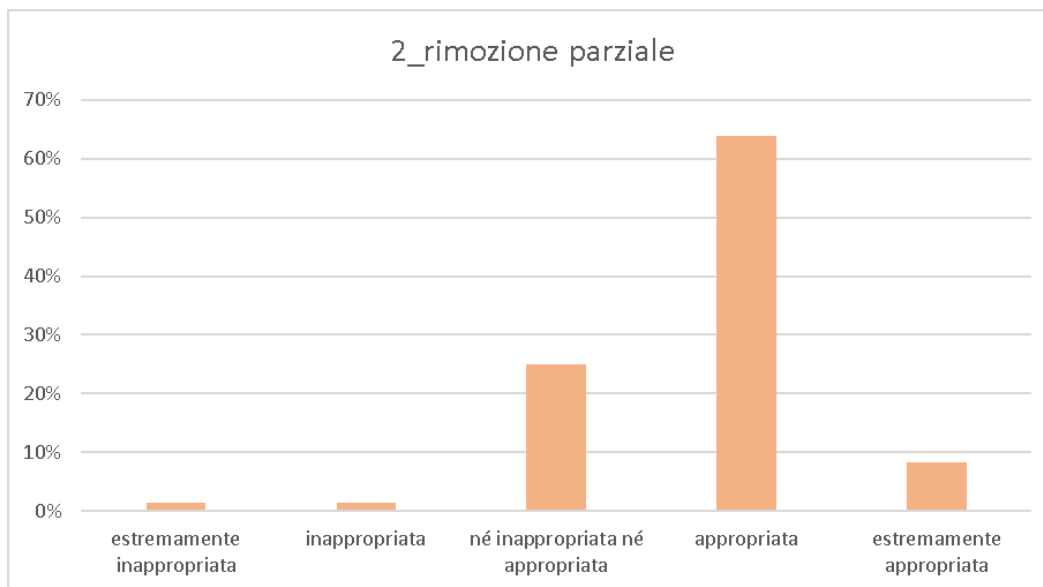
➔ **2:** *Quando una piattaforma estrattiva a mare arriva al termine della propria fase produttiva, sono disponibili diverse opzioni: potrebbe dirci quanto ritiene appropriata ognuna delle seguenti?*

<b>Opzione di risposta</b>	<b>PCI</b>	<b>Mediana</b>
Rimozione parziale	0,043	1
Rimozione totale	0,017	-1
Riconversione	0,039	1

Tabella 4.3.3 – PCI e mediane delle domande del gruppo 2

Le opzioni “rimozione parziale” e “riconversione” hanno la stessa mediana, 1, e il PCI molto simile. L’opzione “rimozione totale” invece ha mediana -1 e il

PCI più basso. Le tre opzioni di risposta presentato un PCI in generale molto basso, come confermato dagli istogrammi seguenti, che riportano le distribuzioni di frequenza percentuali.



*Figura 4.3.11 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 2, opzione di risposta “rimozione parziale”*

Il 63.9% degli intervistati ritiene “appropriata” la rimozione parziale, il 25.0% ha risposto “né inappropriata, né appropriata”.

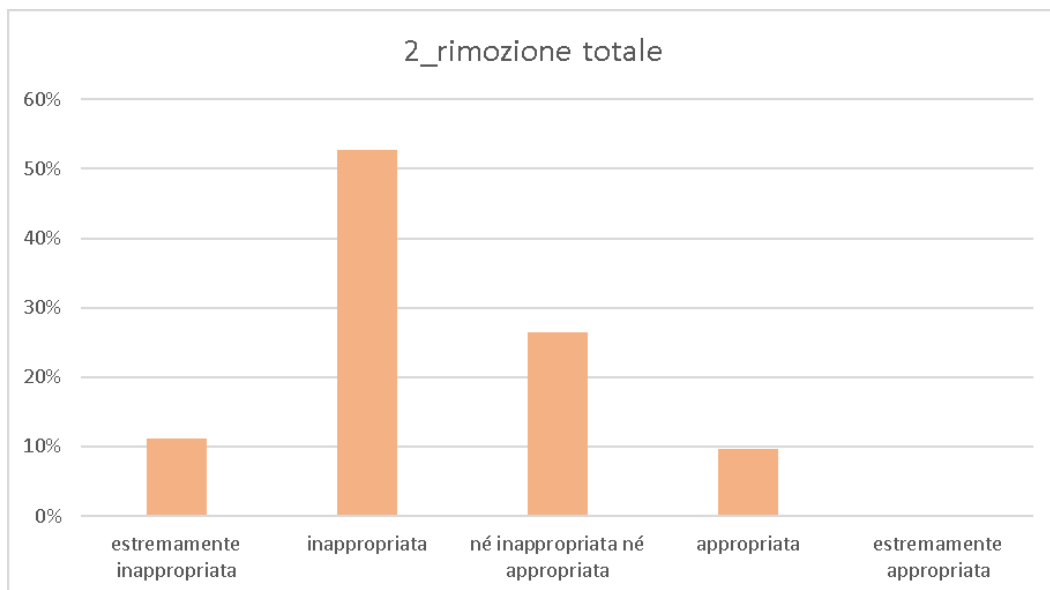


Figura 4.3.12 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 2, opzione di risposta “rimozione totale”

Il 52.8% degli intervistati ritiene “inappropriata” la rimozione totale, il 26.4% “né inappropriata, né appropriata”. Nessuna risposta “estremamente appropriata”.

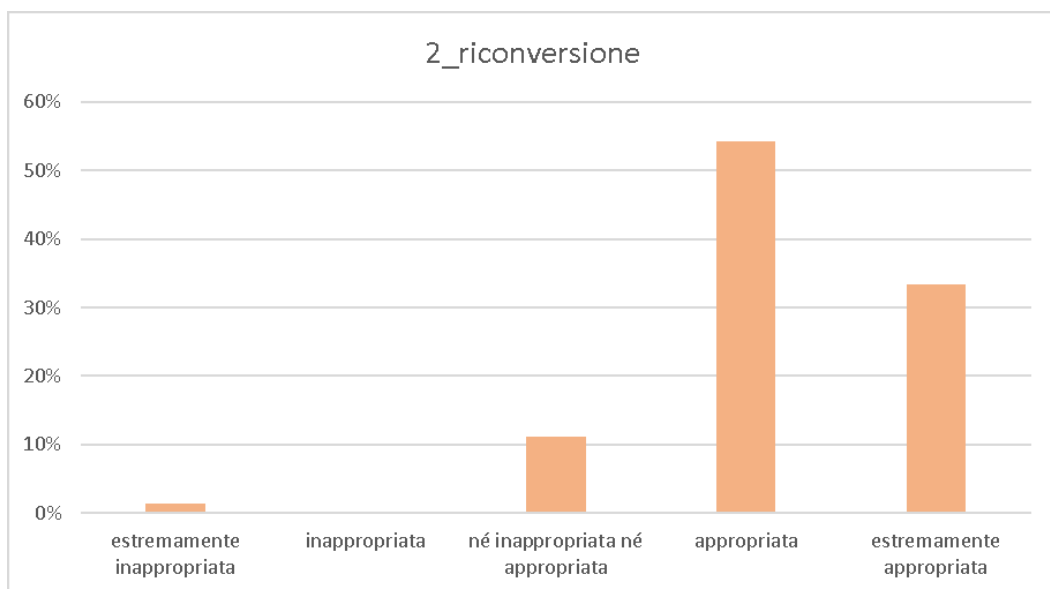


Figura 4.3.13 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 2, opzione di risposta “riconversione”

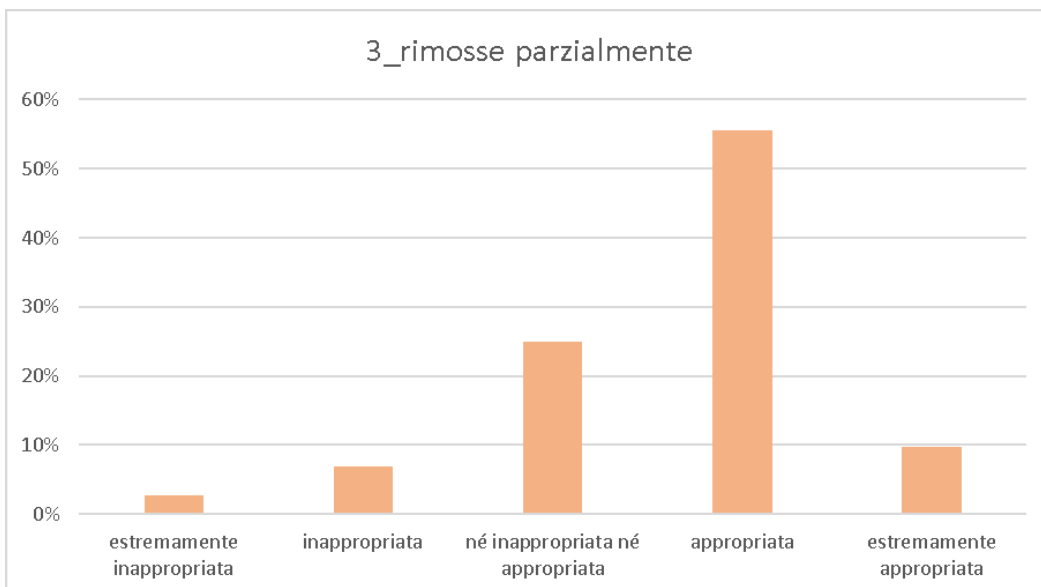
Il 54.2% ritiene “appropriata” la riconversione e il 33.3% la ritiene molto appropriata; pertanto il 87.5% ritiene complessivamente appropriata questa opzione gestionale.

➔ **3:** *Quando il costo delle operazioni di rimozione delle piattaforme supera il valore dei materiali riciclati, le piattaforme dovrebbero essere:*

<b>Opzione di risposta</b>	<b>PCI</b>	<b>Mediana</b>
Rimosse parzialmente	0,121	1
Rimosse totalmente	0,141	0
Lasciate in mare integre	0,220	-1

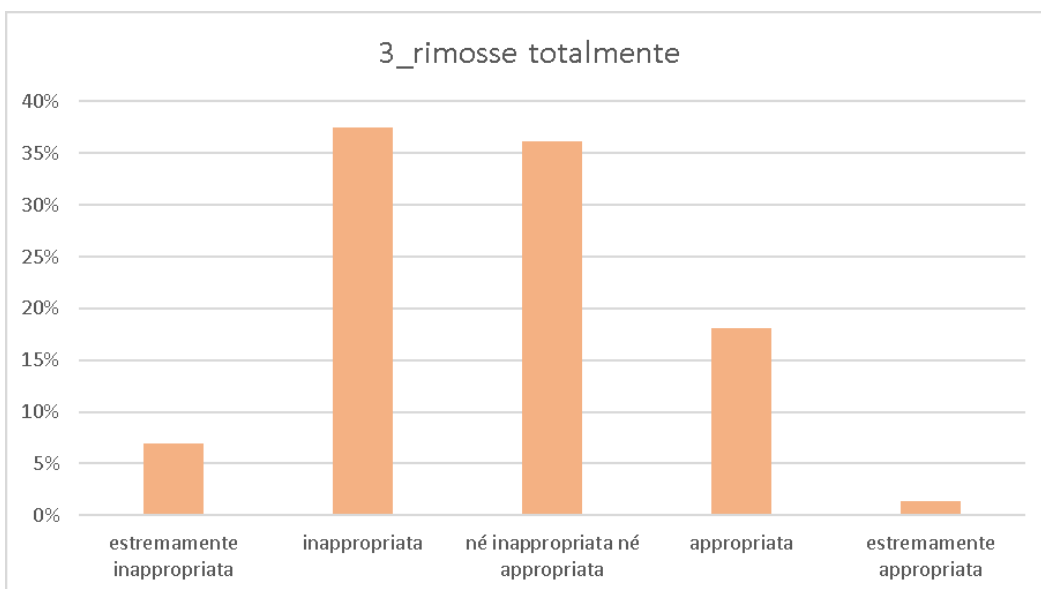
*Tabella 4.3.4 – PCI e mediane delle domande del gruppo 3*

Le tre opzioni di risposta hanno tre mediane diverse tra loro e in generale alti valori del PCI. L’opzione “rimozione parziale” ha la mediana più alta (1) e il minore indice di conflitto; l’opzione “lasciate in mare integre” al contrario ha mediana negativa e PCI molto maggiore delle altre due. L’opzione “rimozione totale” ha mediana 0 e PCI leggermente maggiore della rimozione parziale. Questi dati trovano conferma negli istogrammi seguenti, che riportano le distribuzioni di frequenza percentuali.



*Figura 4.3.14 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 3, opzione di risposta “rimosse parzialmente”*

Il 55.6% degli intervistati ritiene “appropriata” l’opzione di risposta “rimosse parzialmente”, mentre il 25.0% la ritiene “né inappropriata, né appropriata”



*Figura 4.3.15 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 3, opzione di risposta “rimosse totalmente”*



Il 37.5% ritiene “inappropriata” l’opzione di risposta “rimosse totalmente”, mentre il 36.1% la ritiene “né inappropriata, né appropriata” e il 18.1% “appropriata”.

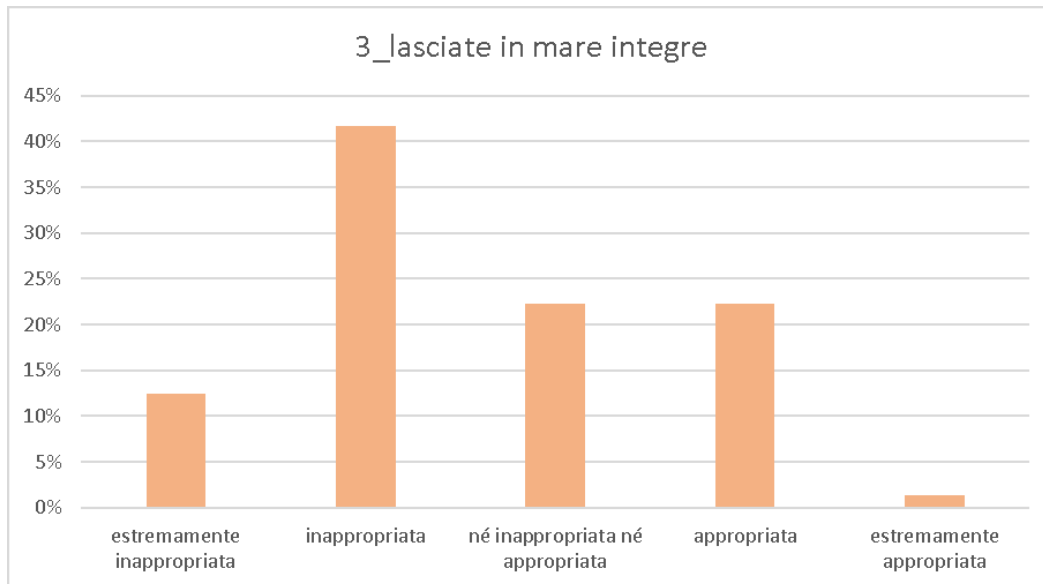


Figura 4.3.15 – Frequenze percentuali delle risposte degli esperti relative alla domanda 3, opzione di risposta “lasciate in mare integre”

Il 41.7% ritiene “inappropriata” l’opzione di risposta “lasciate in mare integre”, il 12.5% “estremamente inappropriata”, il 22.2 % “né inappropriata, né appropriata”, il 22.2% “appropriata”.

#### 4.4 – Modello di regressione

Di seguito vengono riportati gli output del modello di regressione lineare, utilizzato per testare l’ipotesi per cui ci sia una differenza nel livello medio di PCI tra esperti e *stakeholder* (Tabella 4.4.1).

Residuals				
Min	1Q	Median	3Q	Max
-0.160866	-0.051687	-0.008363	0.051229	0.176634
Coefficients				
	Estimate	Std. Error	t.value	Pr(> t )
(Intercept)	0.09220	0.01864	4.946	3.22e-05
Stakeholder	0.06867	0.02636	2.605	0.0146
Residual standard error: 0.0722 on 28 degrees of freedom				
Multiple R-squared: 0.195				
Adjusted R-squared: 0.1663				
F-statistic: 6.784 on 1 and 28 degrees of freedom				
p-value: 0.01456				

Tabella 4.4.1 – Output modello di regressione

Le prime righe della Tabella 4.4.1 riportano i valori residui del modello di regressione, ovvero le differenze tra i valori osservati e i valori predetti dal modello. Le righe successive riportano i coefficienti di regressione e gli indicatori statistici che descrivono il modello.

La differenza tra le medie dei PCI è 0,06867. Il p-valore, ossia la probabilità di avere osservato una differenza di 0,06867 o maggiore, tra le medie del PCI dei due gruppi, è pari a 0.01456. Considerato che il modello ha una potenza statistica dell'80%, questa differenza tra il valore medio del PCI di *stakeholder* ed esperti, è stata ritenuta statisticamente significativa.

Dalle diagnostiche del modello di regressione, riportate nella figura seguente, è possibile notare che gli assunti del modello sono stati rispettati. A parte un paio di osservazioni influenti, comuni negli studi basati su scale ordinali, non si notano pattern anomali nei residui del modello, che oltretutto approssimano bene i quantili di una teorica distribuzione Normale.

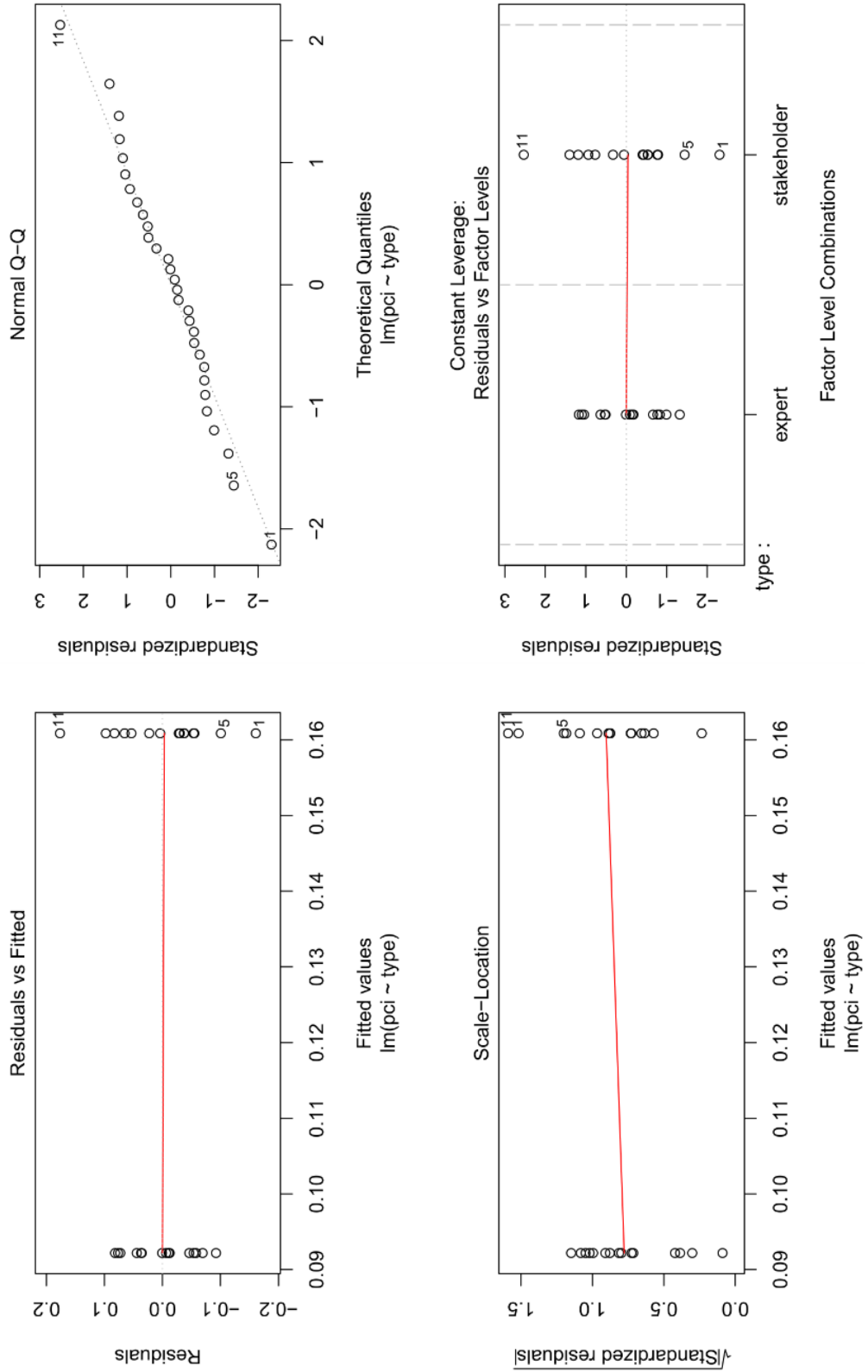


Figura 4.4.1 – Diagnostiche del modello di regressione

## 5. DISCUSSIONE

Le piattaforme offshore di petrolio e gas stanno terminando la loro vita operativa in molte aree del mondo e l'impatto delle attività legate alla loro rimozione è ancora in gran parte sconosciuto (Owen & Rice, 2003; Jørgensen 2012). Nelle acque offshore di tutto il mondo attualmente esistono oltre 7500 strutture, di cui circa l'85% diventerà obsoleto e richiederà la rimozione entro i prossimi venti anni (van Elden et al., 2019; Parente et al., 2006). La maggior parte delle nazioni richiede la completa rimozione delle strutture obsolete, pratica che presenta notevoli sfide ed è stimata costare all'industria petrolifera decine di miliardi di dollari (IHS Markit, 2016; van Elden et al., 2019; Salcido, 2005). Le politiche di rimozione completa sono basate sull'assunto che "lasciare il fondo marino come viene trovato" rappresenti l'opzione ecologicamente più vantaggiosa (Fowler et al., 2014). Tuttavia, le piattaforme sono in grado di supportare comunità marine abbondanti e diversificate durante la loro vita produttiva, comprese comunità di rilevanza regionale (Macreadie et al., 2011) di specie ittiche in declino. Ad esempio, piattaforme nel Golfo del Messico, sostengono attività di pesca del dentice americano (Gallaway et al., 2009) e piattaforme al largo della California sostengono popolazioni giovanili di scorfani (Love et al., 2006). In altri casi, le piattaforme possono fornire rifugi per specie (comprese specie sovra- sfruttate e in pericolo; van Elden et al.,

2019) nonché habitat che garantiscono la connettività delle popolazioni, come per i coralli di acque fredde nell'Atlantico settentrionale (Gass & Roberts 2006; Fowler et al., 2014). Pertanto, è improbabile che la rimozione di tali strutture rappresenti la migliore soluzione da un punto di vista ambientale ed ecologico e questa consapevolezza ha portato alcune nazioni a lasciare la struttura sommersa delle piattaforme obsolete come “scogliere artificiali” o a trovare soluzioni alternative per il loro riutilizzo sostenibile. Ad esempio, politiche “*rigs to reef*” (i.e. rimozione parziale del piattaforma con la parte sommersa lasciata in situ o ricollocata in altra area marina) sono state adottate estensivamente da parte degli stati che si affacciano nel Golfo del Messico già a partire dalla metà degli anni 80 (Bureau of Safety and Environmental Enforcement 2018) e più di recente anche dallo stato della California, anche grazie all’evidenze scientifica riguardante l’importanza ecologica di tali strutture artificiali (Claisse et al., 2014; Bernstein 2015).

In Italia il Decreto 15 febbraio 2019 inerente le linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse (recepimento dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104) stabilisce all’articolo 4 che è vietato l’abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse ma fornisce la

possibilità di un loro riutilizzo alternativo (e.g. acquacoltura offshore, produzione di energia rinnovabile) o una rimozione parziale delle stesse.

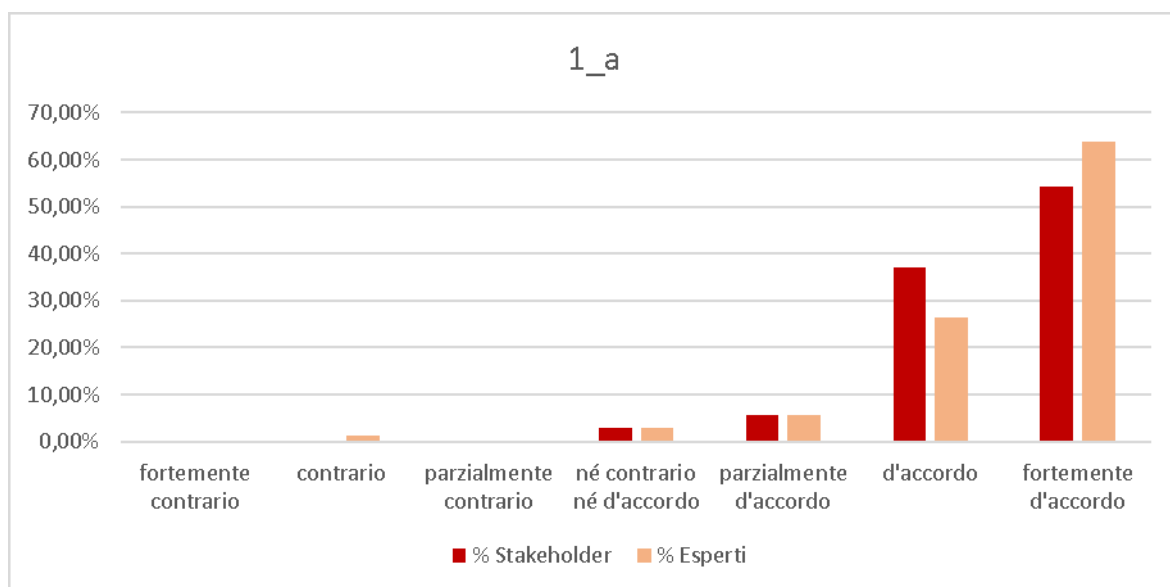
La valutazione delle varie opzioni di gestione delle piattaforme a fine vita (rimozione totale, rimozione parziale o riutilizzo) non solo richiede un'analisi di dettaglio da un punto di vista tecnico-tecnologico ed economico ma anche un'attenta analisi della loro sostenibilità ambientale ed ecologica. Infatti, gli impatti connessi alla rimozione totale delle piattaforme offshore non sono solo funzione della tecnologia applicata ma anche sono fortemente dipendenti dalla localizzazione geografica delle piattaforme, dalla loro complessità strutturale e dalla vicinanza ad aree di rilevanza ecologica (e.g. Essential Fish Habitat; Ardizzone, 2006) o ad aree soggette a protezione da parte della legislazione nazionale o internazionale (e.g. aree protette, SIC, ZPS).

In questo studio, l'analisi della distribuzione spaziale delle piattaforme ha evidenziato un elevato rango di variabilità rispetto alla distanza dalla linea di costa e dalle relative potenziali interferenze/impatti determinati da azioni di rimozione, con alcune strutture soprattutto lungo la fascia costiera del ravennate molto vicine alla costa. Le piattaforme presenti in Adriatico sono anche estremamente variabili in termini di complessità della sottostruttura sommersa. con le piattaforme reticolari a 4 e 8 gambe ricadenti nel range più ampio di condizioni sotto l'aspetto della loro localizzazione geografica, della

variabilità della profondità della colonna d'acqua e della distanza da costa in cui sono presenti, e quindi anche delle caratteristiche ambientali ed ecologiche delle aree marine in cui ricadono. Ciò va tenuto in debita considerazione per un'analisi degli impatti ecologici degli interventi di rimozione che sono attesi crescere in relazione alle operazioni e tempi richiesti per rimuovere strutture di più grande complessità e dimensione. L'analisi della localizzazione geografica delle piattaforme ha inoltre evidenziato come alcune di queste strutture siano prossimali ad aree protette (SIC e ZTB lungo la costa dell'Emilia Romagna, area marina protetta di Torre del Cerrano in Abruzzo) o si trovino all'interno di aree con una importante valenza a tutela delle specie ittiche dalle attività di strascico (piattaforme all'interno della Zona di Tutela Biologica di Ravenna e Barbare, la cui gestione può essere più delicata di altre). Questo evidenzia una certa eterogeneità di contesti ambientali e socio-economici che si sono venuti a creare nel tempo attorno a queste strutture, la cui gestione al termine della loro fase produttiva deve essere valutata caso per caso, attraverso studi di dettaglio, il coinvolgimento di esperti e l'esplicitazione del loro giudizio in merito (expert elicitation) e migliorando il livello di interazione e partecipazione con diversi portatori di interesse (associazioni di categoria, enti di controllo della qualità ambientale, autorità regionali) al fine di sviluppare un approccio partecipato ed il più possibile condiviso per la scelta gestionale finale.



Questo studio evidenzia sulla base delle risposte ottenute sia dagli esperti sia dagli stakeholder (domanda 1\_a) che non può essere fatta una generalizzazione sull'opzione gestionale più appropriata per le piattaforme offshore a fine vita, ma che questa va valutata caso per caso in relazione a aspetti ambientali e socio-economici specifici. Emerge inoltre un elevato accordo tra i due gruppi di intervistati (figura 4.3.8, tabella 4.3.2) come anche si può osservare in Figura 5.1 per tale specifica domanda.



*Figura 5.1 – Frequenze percentuali delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_a*

I temi dell'utilizzo dello spazio marittimo e della sicurezza della navigazione sono stati centrali nel dibattito giuridico internazionale riguardo alla gestione

di piattaforme offshore a fine vita. Entrambe le tematiche sono state affrontate nell'indagine.

Con la domanda 1\_b è stato chiesto alle due categorie di intervistati se le piattaforme offshore dovessero essere rimosse per permettere un libero utilizzo dello spazio marittimo. La maggior parte degli intervistati tra gli stakeholder (ca. 70%) non percepisce tale aspetto come una problematica, mentre una frazione meno rilevante di esperti si esprime in tal modo (ca. 40%) mostrandosi per circa un terzo né contrario né d'accordo (Figura 5.2). Di conseguenza il grado di conflitto, sebbene abbastanza elevato per entrambi i gruppi di intervistati, risulta più basso per gli stakeholder rispetto agli esperti (0.13 per gli *stakeholder*, 0.16 per gli esperti).

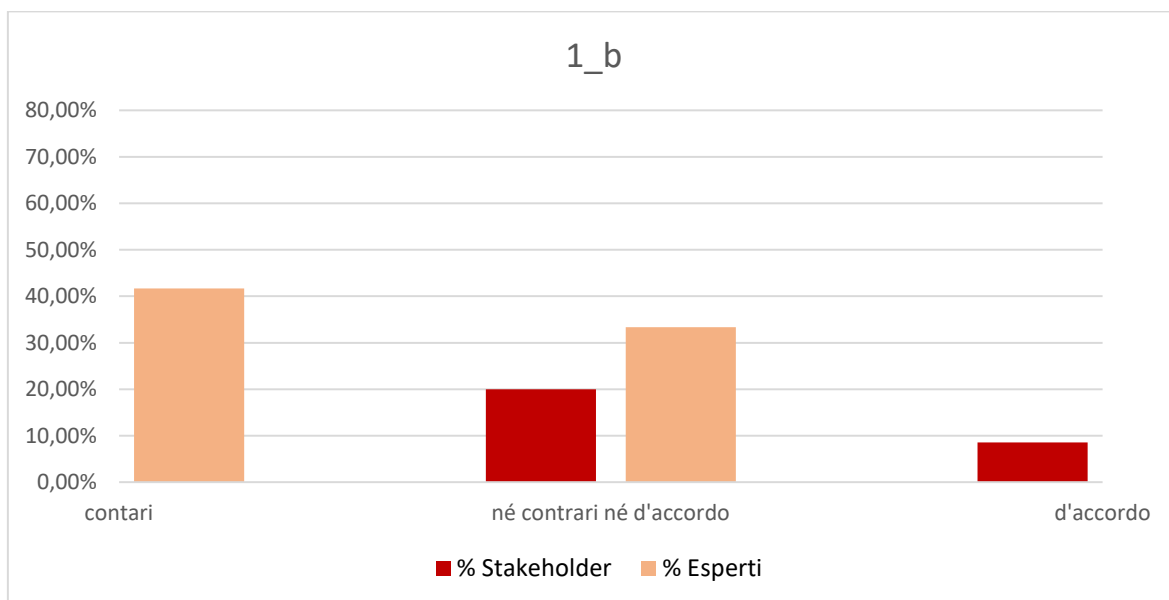


Figura 5.2 - Frequenze percentuali accorpate delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_b

La domanda 1\_c, relativa alla segnalazione sulle carte nautiche di parti sommerse di una piattaforma, ha visto entrambi i gruppi di intervistati “fortemente d’accordo”, con un indicatore di conflitto molto basso.

Entrambi i gruppi di intervistati concordano che le zone di divieto di pesca attorno alle piattaforme off-shore (entro i 500 m di distanza dalla piattaforma le attività di pesca sono interdette) sono importanti per la protezione di specie commerciali (domanda 1\_g), come si evince anche dalla Figura 5.3.

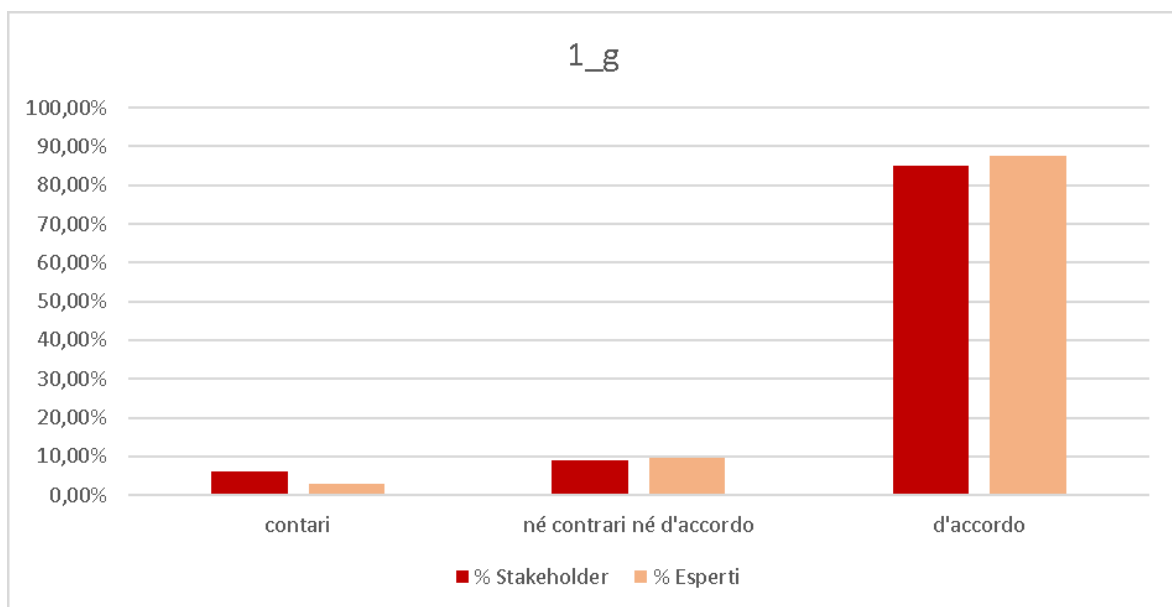


Figure 5.3 - Frequenze percentuali accorpate delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_g

Tuttavia, c'è una sensibile differenza nella distribuzione delle risposte tra i due gruppi qualora la piattaforma venisse rimossa (domanda 1\_f). Il 65% degli

esperti è favorevole a mantenere zone di divieto pesca anche in caso di rimozione delle piattaforme, mentre la percentuale degli stakeholder è minore (Figura 5.4).

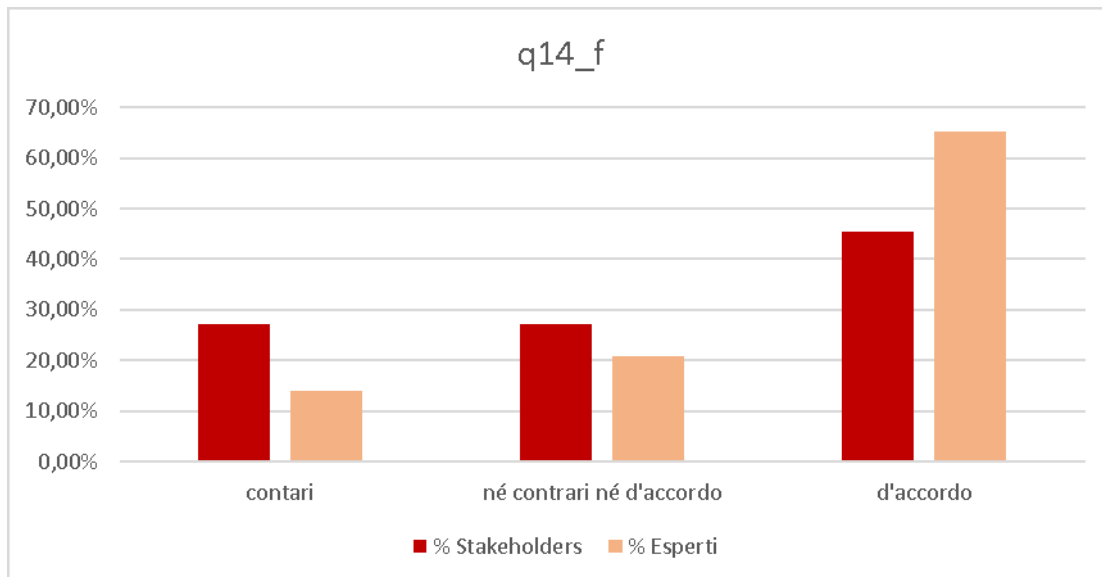


Figura 5.4 – Frequenze percentuali accorpate delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_f

Per entrambi i gruppi c'è conflitto, ma è più marcato negli *stakeholder* (Figura 4.3.1). Tali risposte suggeriscono che gli *stakeholder* hanno un più ridotto grado di conoscenza rispetto agli esperti dell'importanza di aree di interdizione alla pesca (quali ad esempio le ZTB per lo strascico), come misura di conservazione al sovrasfruttamento e sostenibilità degli stock o una loro maggiore propensione a favorire nuovamente un utilizzo libero dello spazio marittimo, tra cui le attività di pesca, una volta che la piattaforma è stata rimossa.

Risultati simili sono stati ottenuti per la domanda 1\_h con cui si chiedeva se “la presenza di una zona di divieto pesca intorno alle piattaforme è importante per decidere se rimuoverle o riqualificarle”, con una percentuale relativamente elevata di favorevoli tra gli esperti, e un maggiore grado di conflitto tra gli stakeholder.

Per quanto riguarda le domande inerenti alla protezione della biodiversità, i risultati dei due gruppi di intervistati tendono a convergere, come è possibile osservare nella figura 4.3.4 del capitolo risultati, seppure con distribuzioni di frequenza e con valori del PCI leggermente differenti tra loro. Pertanto, esperti e *stakeholder* sono concordi nell’affermare che la presenza delle strutture sommerse di piattaforme offshore non più attive protegge gli ecosistemi marini dalla pesca a strascico e da altre attività dannose (1\_j), che queste strutture dovrebbero essere mantenute e protette se ospitano un elevato numero di specie (1\_d) e se rappresentano un habitat per specie a rischio di estinzione (1\_i). Questi dati trovano conferma anche nelle risposte degli esperti alle domande 2 e 3 (Tabelle 4.3.3 e 4.3.4, Figure 4.3.11 - 4.3.15), per cui in entrambi i casi essi ritengono complessivamente appropriata l’opzione gestionale della rimozione parziale, che prevede appunto il mantenimento della parte sommersa di una piattaforma estrattiva non più attiva al fine di preservare le comunità biologiche sessili che vi si sono insediate o le specie vagili che trovano rifugio e risorse

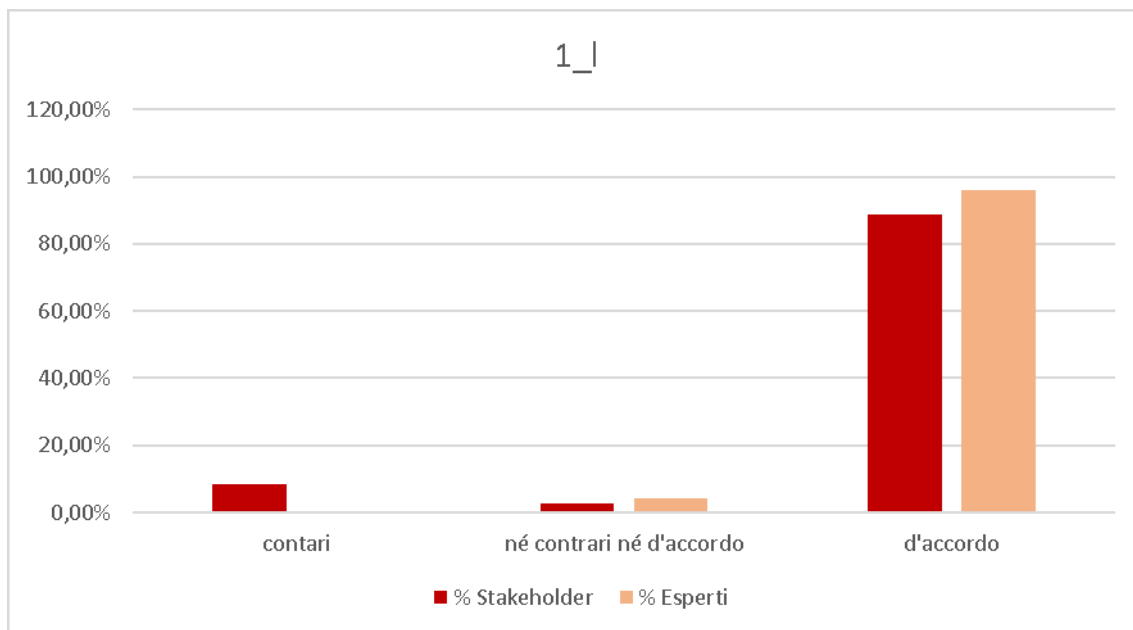
alimentari. Anche l'ipotesi gestionale di un riutilizzo multiplo eco-compatibile della piattaforma è visto dagli esperti in maniera favorevole, mentre invece la rimozione totale è considerata l'opzione meno appropriata, probabilmente ritenendola la meno ecologicamente compatibile e la più impattante per la biodiversità marina.

Esistono esempi anche nell'Adriatico centro-settentrionale di strutture artificiali che rappresentano un *hotspot* di biodiversità ed un'attrazione turistica-ricreativa, quali il relitto della piattaforma Paguro, l'area nella quale è presente è diventato un Sito di Interesse Comunitario nel 2011, o il relitto della Nicole di fronte a Numana (AN). Le risposte dei nostri intervistati alla domanda 1\_o (“la presenza di strutture sommerse di piattaforme offshore non più attive può essere utile per incentivare attività turistico-ricreative (es. pesca sportiva, pesca subacquea)”) ne è una conferma: solo il 5.7% degli stakeholder e il 6.9% degli esperti si è detto contrario a questa affermazione.

I potenziali impatti ambientali ed ecologici delle attività di rimozione delle piattaforme offshore presenti in Adriatico hanno fino ad oggi ricevuto scarsa considerazione nel dibattito scientifico e non sono mai stati valutati quantitativamente.

In questo studio sono state rivolte alcune domande (1\_e, 1\_k, 1\_l) anche su questo aspetto e i risultati mostrano un sostanziale accordo tra i due gruppi di

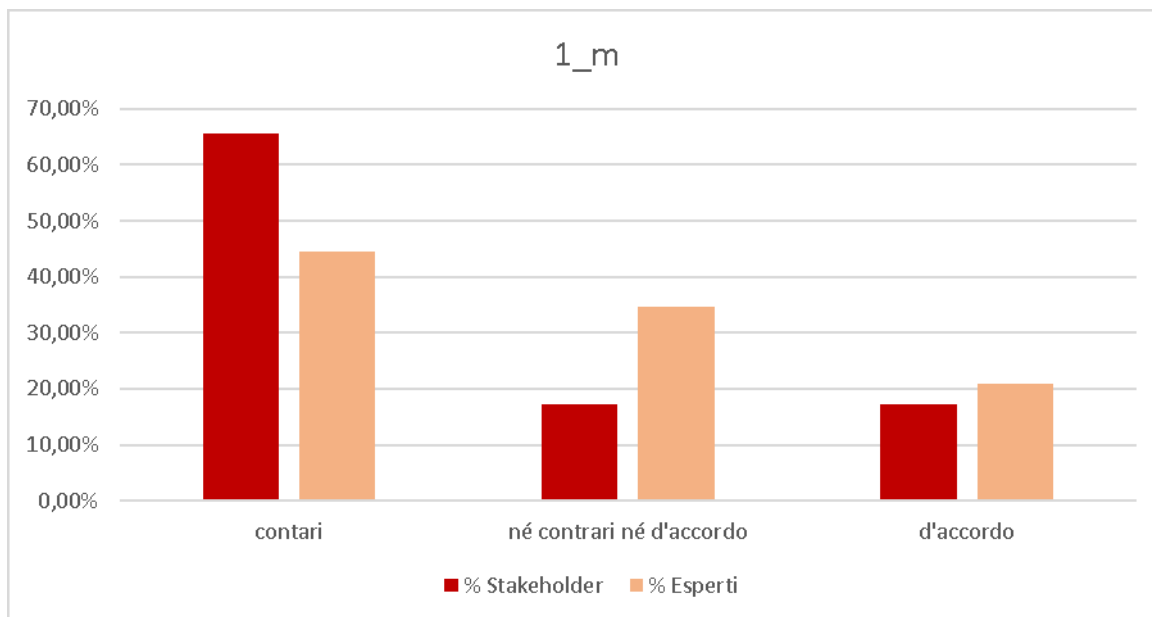
intervistati. Si ritiene preferibile rimuovere solo la parte emersa di una piattaforma se le operazioni di rimozione totale rappresentano un rischio di dispersione dei contaminanti presenti sul fondale (1\_e) e se ci sono parti di una piattaforma contaminata è sempre preferibile smaltirle in discarica. Meritevole di considerazione da un punto di vista della protezione e conservazione ambientale, l'accordo dei due gruppi di intervistati alla domanda 1\_1: “una piattaforma non dovrebbe essere rimossa se gli impatti ambientali derivanti dalle operazioni di smantellamento possono ripercuotersi su una vicina area marina protetta o di interesse conservazionistico” (Figura 5.5). Ciò suggerisce l'adozione di principi precauzionali in particolare per quanto riguarda la rimozione di strutture prossimali a SIC e ZPS, aree protette di rilevanza nazionale ed internazionale, o all'interno di zone di tutela biologica presenti in Adriatico e mappate nel presente studio.



*Figura 5.5 - Frequenze percentuali accorpate delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_l*

Piuttosto diversa invece la posizione di stakeholder ed esperti per quanto riguarda l'impatto estetico generato dalla presenza stessa delle piattaforme offshore qualora visibile dalla costa (domanda 1\_m; Figura 5.6), con gli stakeholder che non lo considerano complessivamente un problema ma che tuttavia, ha un valore di PCI elevato (0.23) e più elevato rispetto agli esperti (0.17). Questi ultimi presentano una mediana delle risposte pari a 0 e delle frequenze di risposta che non consentono di ottenere risultati univoci da parte di questo gruppo in merito a considerazioni di tipo estetico.





*Figura 5.6 - Frequenze percentuali accorpate delle risposte di stakeholder ed esperti relative alla domanda 1\_m*

Nel loro insieme, i risultati di questo studio indicano che entrambe le categorie di intervistati indipendentemente dal loro grado di conoscenza scientifica sono consapevoli dell'importanza delle piattaforme offshore per la protezione e conservazione della biodiversità marina e di specie commerciali sovra sfruttate. Le opzioni gestionali delle piattaforme a fine vita vanno valutate caso per caso in funzione delle possibili implicazioni ambientali e socio-economiche, tenendo altresì conto di principi precauzionali qualora le operazioni di rimozione totale rappresentassero un rischio per l'ambiente o arrecassero danni a aree di interesse naturalistico. La salvaguardia di habitat ad elevata biodiversità, anche se di tipo artificiale come quello generato dalla parte

sommersa di una piattaforma offshore, fornisce non solo benefici ambientali ma offre opportunità a sostegno della crescita blu (attività di diving con valenza estetica-ricreativa, di formazione scientifica e divulgazione). Gli esperti sono prevalentemente orientati al riuso delle piattaforme o alla loro rimozione parziale, piuttosto che alla loro completa rimozione.

Complessivamente l'approccio proposto in questo studio potrebbe essere di grande utilità per sviluppare a livello nazionale, attraverso un processo partecipato e condiviso in cui sono coinvolti sia portatori di interesse sia scienziati che operano in campo marino con gli organi di decisione, linee guida per la gestione sostenibile delle piattaforme a fine vita presenti nei mari italiani, come già fatto nel Golfo del Messico ed avviato nel mare del Nord.

## **BIBLIOGRAFIA**

Ardizzone G.D. (2006). An introduction to sensitive and essential fish habitats identification and protection in the Mediterranean Sea. Working Document to the STECF. SGMED-06-01 sub-group meeting on Sensitive and Essential Fish Habitats in the Mediterranean (Rome).

Beckman, R., (2013). Global legal regime on the decommissioning of offshore installations and structures. In “The regulation of continental shelf development: rethinking international standards”, a cura di Myron H. Nordquist, John Norton Moore, Aldo Chircop, Ronán Long.

Bernstein, B.B., Bressler, A., Cattle, P., Henrion, M., John, D., Kruse, S., Pondella, D., Setnicka, T., Swamy, S., 2010. Evaluating Alternatives for Decommissioning California's Offshore Oil and Gas Platforms. California Ocean Science Trust, Oakland, CA.

Bernstein, B.B. (2015). Evaluating alternatives for decommissioning California’s offshore oil and gas platforms. *Integr. Environ. Assess. Manag.* 11, 537–541

Bernstein, B.B., 2015. Decision framework for platform decommissioning in California. *Integrated Environmental Assessment and Management—Volume 11, Number 4—pp. 542–553.*

Bull, A. S., Love, M. S., 2019. Worldwide oil and gas platform decommissioning: a review of practice and reefing options. *Ocean and Coastal Management* 168, 274-306.

Bureau of Safety and Environmental Enforcement (2018). Rigs to Reefs. Available at: <https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-focuses/rigs-to-reefs>

Claisse, J.T., Pondella, D.J., Love, M., Zahn, L.A., Williams, C.M., Williams, J.P., Scarborough Bull, A., 2014. Oil platforms off California are among the most productive marine fish habitats globally. *Proc. Natl. Acad. Sci. Unit. States Am.* 111 (43), 15462–15467.

Cumming, G. (2014). The new statistics: Why and how. *Psychological science*, 25(1), 7-29.

ENI S.p.A. Distretto centro settentrionale, 2015, Doc. SICS 195/Presc. Studio di fattibilità Decommissioning “BONACCIA NW”.

Fassera G. - Pone E., 1999. Offshore Platforms: The Life Cycle as a Global Project. OMC 1999 - Offshore Mediterranean Conference; Session 2: Offshore Infrastructures: The Life Cycle; Proceedings; Volume 1; pages 133-143.

Fowler AM, Macreadie PI, Jones DOB, and Booth DJ. 2014. A multi- criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. *Ocean Coast Manage* 87: 20–29.

Fowler, A. M., A.-M. Jørgensen, J. C. Svendsen, P. I. Macreadie, D. O. Jones, A. R. Boon, D. J. Booth, R. Brabant, E. Callahan, J. T. Claisse, T. G. Dahlgren, S. Degraer, Q. R. Dokken, A. B. Gill, D. G. Johns, R. J. Leewis, H. J. Lindeboom, O. Linden, R. May, A. J. Murk, G. Ottersen, D. M. Schroeder, S. M. Shastri, J. Teilmann, V. Todd, G. Van Hoey, J. Vanaverbeke, and J. W. Coolen. 2018. Environmental benefits of leaving offshore infrastructure in the ocean. *Frontiers in Ecology and the Environment*.

Gallaway, B.J., Szedlmayer, S.T., Gazey, W.J., 2009. A life history review for red snapper in the Gulf of Mexico with an evaluation of the importance of offshore petroleum platforms and other artificial reefs. *Fish Sci.* 17, 48-67.

Gass, S.E., Roberts, J.M. (2006). The occurrence of the cold-water coral *Lophelia pertusa* (Scleractinia) on oil and gas platforms in the North Sea: colony growth, recruitment and environmental controls on distribution. *Mar. Pollut. Bull.* 52, 549–559

Hamzah, B. A., 2003. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. *Marine policy* 27, 339-348.

Henrion, M., Bernstein, B., Swamy, S., 2015. A multi-attribute decision analysis for decommissioning offshore oil and gas platforms. *Integrated Environmental Assessment and Management* – Volume 11, Number 4 – pp. 594-609.

IHS Markit (2016). Offshore Decommissioning Study Report. Available at: <https://news.ihsmarket.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>

Jones, D.O.B., Gates, A.R., Huvenne, V.A.I., et al., 2019. Autonomous marine environmental monitoring: Application in decommissioned oil fields, *Science of the Total Environment*.

Jørgensen, D., 2012. OSPAR's exclusion of rigs-to-reefs in the North Sea. *Ocean and Coastal Management* 58, 57-61.

Leporini, M., Marchetti, B., Corvaro, F., Polonara, F., 2019. Reconversion of offshore oil and gas platforms into renewable energy sites production: Assessment of different scenarios. *Renewable Energy* 135, 1121-1132.

Love, M.S., Nishimoto, M., Clark, S., Schroeder, D.M., 2012. Recruitment of young-of-the-year fishes to natural and artificial offshore structure within central and southern California waters, 2008–2010. *Bull. Mar. Sci.* 88 (4), 863–882.

Love, M.S., Schroeder, D.M., Lenarz, W., MacCall, A., Bull, A.S., Thorsteinson, L., 2006. Potential use of offshore marine structures in rebuilding an overfished rockfish species, bocaccio (*Sebastes paucispinis*). *Fish Bull.* 104, 383-390.

Macreadie, P.I., Fowler, A.M., Booth, D.J., 2011. Rigs-to-reefs: will the deep sea benefit from artificial habitat? *Front Ecol. Environ.* 9, 455-461.

Manfredo, M.J., Vaske, J.J., Teel, T.L., 2003. The potential for conflict index: a graphic approach to practical significance of human dimensions research. *Human Dimensions of Wildlife*, 8:219-228.

Mukherjee, N., Zabala, A., Huges, J., Nyumba, T. O., Adem Esmail, B., & Sutherland, W. J. (2018). Comparison of techniques for eliciting views and judgements in decision-making. *Methods in Ecology and Evolution*, 9(1), 54-63.

Owen, P., Rice, T., 2003. *Decommissioning the Brent Spar*. CRC Press, London.

Paci A. e Archetti R., 2018, in “Offshore Adriatico, opportunità di riutilizzo delle strutture esistenti”, collana Smart Land n° 7, Homeless Book.

- Page, H.M., Hubbard, D.M., 1987. Temporal and spatial patterns of growth in mussels (*Mytilus edulis*) on an offshore platform: relationships to water temperature and food availability. *J. Exp. Mar. Biol. Ecol.* 111, 159–179.
- Page, H.M., Dugan, J.E., Culver, C.S., Hoesterey, J.C., 2006. Exotic invertebrate species on offshore oil platforms. *Mar. Eco. Prog. Ser.* 325, 101–107.
- Page, H.M., Culver, C.S., Dugan, J.E., Mardian, B., 2008. Oceanographic gradients and patterns in invertebrate assemblages on offshore oil platforms. *ICES J. Mar. Sci.* 65, 1–11.
- Parente, V., Ferreira, D., Moutinho dos Santos, E., Luczynski, E., 2006. Offshore decommissioning issues: deductibility and transferability. *Energy Policy* 34, 1992-2001.
- Pratt J. A., Priest T., Castaneda C. J., 1997, in “Offshore Pioneers: Brown & Root and the history of offshore oil and gas”, editore Elsevier.
- RIE per Assomineraria - L'Importanza e le Opportunità dell'Industria Petrolifera Italiana – 2012.
- Sadeghi, K., 2007. An overview of design, snalysis, construction and installation of offshore petroleum platforms suitable for cyprus oil/gal fields. *GAU J. Soc. & Appl. Sci.*, 2(4), 1-16.



Sadeghi, K., 2008. Significant guidance for design and construction of marine and offshore structures. *GAU J. Soc. & Appl. Sci.*, 4(7), 67-92.

Salcido, R.E., 2005. Enduring optimism: examining the rig-to-reef bargain. *Ecol. L. Q.* 32, 863-937.

Techera, E. J., Chandler, J., 2015. Offshore installations, decommissioning and artificial reefs: Do current legal frameworks best serve the marine environment? *Marine policy* 59, 53-60.

Van Dijk, J.P., V. Affinito, R. Atena, A. Caputi, A. Cestari, S. D'Elia, N. Giancipoli, M. Lanzellotti, M. Lazzari, N. Oriolo, & S. Picone, 2014. Cento anni di ricerca petrolifera – L'alta Val d'Agri.

van Elden, S., Meeuwig, J.J., Hobbs R.J. Hemmi J.M. (2019) Offshore Oil and Gas Platforms as Novel Ecosystems: A Global Perspective. *Front. Mar. Sci.* 6:548. doi: 10.3389/fmars.2019.00548

Vaske, J. J. (2008). *Survey research and analysis: Applications in parks, recreation and human dimensions*. State College, PA: Venture Publishing.

Vignoli, L., Cagnoli, P., Bonoli, A., Ponzio, E., Pezzi, A., Costa, S., 2010. Creazione di una rete ecologica artificiale di ripopolamento e tutela della biodiversità marina del Mar Adriatico fruibile al turismo costiero e subacqueo

attraverso l'affondamento sul fondo marino delle piattaforme offshore ENI in  
dismissione.

## **RINGRAZIAMENTI**

Ringrazio il Prof. Antonio Dell'Anno, per avermi concesso l'opportunità di lavorare ad un progetto così importante, per la fiducia e le attenzioni verso di me ed il mio operato.

Ringrazio il Dott. Jacopo Cerri, che mi ha aperto le porte al mondo delle indagini statistiche e senza il cui contributo non sarebbe stato possibile realizzare questa tesi di laurea magistrale.

Al termine di questo lungo lavoro di tesi si conclude la mia altrettanto lunga carriera universitaria. Mi preme ringraziare chi mi è stato vicino in questi anni.

La mia famiglia: Mamma e Papà che mi hanno sempre sostenuto, non solo economicamente, anche nei momenti più difficili, anche dopo tante bugie, a cui sarò sempre grato; i miei fratelli, presenze fisse ed insostituibili, punti di riferimento ed esempi sempre al mio fianco.

Alice, la mia compagna di vita, che mi sostiene quotidianamente e ha fatto in modo che la mia vita prendesse la svolta decisiva verso la vera età adulta.

Un ringraziamento per tutti quelli che, a vario titolo, hanno dato un contributo in questo percorso: il Ciotto, Gigi e Stefano, amici di una vita, sempre lì nel momento del bisogno; Ceci e Lullo, i coinquilini con cui ho condiviso tutto, anni che non dimenticherò mai; Carletto, Peris, Stazio, Toro, Cimino, Gimmy,

Barba, Bob e Cami, incontri felici in questa mia esperienza, che la hanno resa intensa e leggera allo stesso tempo; Matte, la Dani e Ste, compagni di percorso in questa magistrale, andare ogni giorno all'Università è stato piacevole sapendo che li avrei trovati lì; tutti i compagni del Gulliver, alcuni già nominati, grazie e con i quali ho vissuto l'esperienza di vita più intensa, stressante e appagante che si possa immaginare, dalla quale ho imparato lezioni che porterò per sempre con me.