



# POWERED

green energy in Adriatic sea



Abruzzo Region - Directorate for Bureau Affairs, Legislative and EC Policies, External Affairs  
[www.regione.abruzzo.it](http://www.regione.abruzzo.it)



Department for Energy Efficiency and Renewable Energy Sources, Energy Sector, Ministry of Economy of Montenegro  
[www.minekon.gov.me/en/ministry](http://www.minekon.gov.me/en/ministry)



Veneto Agricoltura, regional agency for agriculture, forestry and agri-food sectors  
[www.venetoagricoltura.org](http://www.venetoagricoltura.org)



Province of Ravenna  
[www.provincia.ra.it](http://www.provincia.ra.it)



Marche Region Environment and Landscape Department  
[www.ambiente.regione.marche.it](http://www.ambiente.regione.marche.it)



Molise Region - Programming Department  
<http://www.regione.molise.it>



Apulia Region - Mediterranean Department  
[www.regione.puglia.it](http://www.regione.puglia.it)



Marche Polytechnic University  
[www.univpm.it](http://www.univpm.it)



CETMA Consortium - Engineering, Design and Materials Center  
[www.cetma.it](http://www.cetma.it)



Micoperi Marine contractors srl  
[www.micoperi.it](http://www.micoperi.it)



Italian Ministry for Environment and Land and Sea  
[www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)



Ministry of Economy, Trade and Energy, Republic of Albania  
[www.mete.gov.al](http://www.mete.gov.al)



Municipality of Komiza  
[www.komiza.hr](http://www.komiza.hr)

[www.powered-ipa.it](http://www.powered-ipa.it) | [info@powered-ipa.it](mailto:info@powered-ipa.it)

Questa pubblicazione è stata realizzata con il contributo finanziario del Programma di Cooperazione Transfrontaliera IPA Adriatico. I contenuti in essa presenti sono unicamente responsabilità del progetto POWERED e sotto nessuna circostanza possono considerarsi espressioni delle posizioni dell'Unione Europea e dell'Autorità di Gestione del Programma IPA Adriatico.

# Definizione delle procedure per la presentazione e l'approvazione dei progetti eolici off-shore nel mare Adriatico

P.O.W.E.R.E.D. - Project of Off-shore Wind Energy: Research, Experimentation, Development



Il progetto è co-finanziato dall'Unione Europea, Strumento di Assistenza di Preadesione

## **Autori**

Francesca Laschiazza, Iris Flacco, Renato Ricci

Dati forniti dai seguenti partners del progetto POWERED

### **Regione Abruzzo**

Iris Flacco, Dipartimento Opere Pubbliche, Governo del Territorio e Politiche Ambientali

Francesca Laschiazza, Task Force Autorità Ambientale c/o Dipartimento Opere Pubbliche, Governo del Territorio e Politiche Ambientali

Chiara Miocchi, Task Force Autorità Ambientale Dipartimento Opere Pubbliche, Governo del Territorio e Politiche Ambientali

Enrico Forcucci, Dipartimento Opere Pubbliche, Governo del Territorio e Politiche Ambientali

### **Università Politecnica delle Marche**

Renato Ricci – Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze matematiche

Antonio Pusceddu – Dipartimento di Scienza della Vita e dell'Ambiente

Antonio Dell'Anno – Dipartimento di Scienza della Vita e dell'Ambiente

### **Ministero dell'Economia, del Commercio e dell'Energia, Albania**

Artan Leskoviku – Agenzia Nazionale per le Risorse naturali

### **Ministero dell'Economia - Montenegro**

Dunja Bulajic - Dipartimento per efficienza energetica e le energie rinnovabili

# Indice

	Glossario .....	5
	Prefazione .....	6
1.	IL PROGETTO POWERED .....	7
1.1.	Introduzione .....	7
1.2.	Cos'è POWERED .....	8
1.3.	Scopo delle Linee guida .....	10
2.	QUADRO DI RIFERIMENTO PER LA VALUTAZIONE COMPARATIVA .....	12
2.1.	Quadro metodologico .....	12
2.2.	Valutazione SWOT comparativa .....	15
2.2.1.	Procedura di pianificazione .....	15
2.2.2.	Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni .....	18
2.2.3.	Stato dell'arte .....	22
3.	CASE STUDY .....	23
3.1.	Albania .....	23
3.2.	Italia .....	29
3.3.	Montenegro .....	36
4.	CONCLUSIONI E SUGGERIMENTI .....	40

# GLOSSARIO

VIA: valutazione di impatto ambientale

ETS: sistema di scambio di quote di emissione

EUSAIR: strategia dell'UE per la Macroregione Adriatico-Ionica

EWEA: European Wind Energy Association

PSM: pianificazione dello spazio marittimo

OWE: energia eolica offshore

FER: fonte di energia rinnovabile

VAS: valutazione ambientale strategica

SWOT: analisi di punti di forza, debolezza, minacce e opportunità

WP: pacchetto di lavoro

# PREFAZIONE

La Commissione europea ha adottato una strategia macroregionale denominata **Strategia dell'UE per la Macroregione Adriatico-Ionica (EUSAIR)**, promossa dal Consiglio europeo nel 2014. La Commissione ha sviluppato la Strategia in collaborazione con i paesi e le parti interessate della Macroregione Adriatico-Ionica, al fine di affrontare insieme alcune problematiche condivise. L'obiettivo della Strategia è quello di creare sinergie e promuovere il coordinamento tra tutti i territori della regione adriatico-ionica la cui economia è principalmente basata su quella marittima: "crescita blu", connettività terra-mare e connettività dell'energia, tutela dell'ambiente marino e promozione del turismo sostenibile, tutti ambiti destinati a rivestire un ruolo fondamentale nella creazione di posti di lavoro e nella promozione della crescita economica nella regione<sup>1</sup>.

In questo contesto, il Parlamento europeo e il Consiglio hanno emanato la DIRETTIVA 2014/89/UE (**PSM**) del 23 luglio 2014 che istituisce un quadro per la definizione dello spazio marittimo, in base alla quale gli Stati membri che si affacciano sul mare devono stabilire quanto prima (e comunque entro il 31 marzo 2021) dei piani di gestione dello spazio marittimo al fine di analizzare e organizzare le attività umane nelle aree marine di competenza e conseguire obiettivi ecologici, economici e sociali, tenendo in debito conto le interazioni terra-mare, le peculiarità delle regioni marine, le attività e gli usi attuali e futuri e i relativi im-

patti sull'ambiente, come pure le risorse naturali.

Mediante i rispettivi piani di gestione dello spazio marittimo, gli Stati membri mirano a contribuire allo sviluppo sostenibile dei settori dell'energia dal mare, dei trasporti marittimi e del settore della pesca e dell'acquacoltura, nonché a conservare, tutelare e migliorare l'ambiente, compresa la resilienza all'impatto del cambiamento climatico. Gli Stati membri possono inoltre perseguire altri obiettivi, quali la promozione del turismo sostenibile e l'estrazione responsabile delle materie prime<sup>2</sup>.

Anche se ciascun paese dell'UE sarà libero di programmare le proprie attività marittime, la pianificazione a livello locale, regionale e nazionale nelle acque condivise sarà armonizzata attraverso una serie di requisiti minimi comuni. I vantaggi della pianificazione dello spazio marittimo sono i segue:

- **Limitare i conflitti** tra i vari settori e creare sinergie tra le diverse attività;
- **Incoraggiare gli investimenti** garantendo prevedibilità, trasparenza e norme più chiare. Ciò contribuirà a rafforzare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e delle relative reti, istituire zone marine protette e agevolare gli investimenti nel settore dell'Oil&Gas;
- **Accrescere il coordinamento** tra le amministrazioni di ciascun paese attraverso l'uso di un unico strumento

per conciliare lo sviluppo di una serie di attività marittime, garantendo maggiore semplicità e costi più contenuti;

- **Incrementare la cooperazione transfrontaliera** tra i paesi dell'UE a livello di cavi, condotte, rotte di navigazione, impianti eolici, ecc.;
- **Proteggere l'ambiente** tramite l'individuazione precoce dell'impatto e delle opportunità per un uso polivalente dello spazio<sup>3</sup>.

L'applicazione di un approccio basato sull'ecosistema contribuirà a promuovere la crescita e lo sviluppo sostenibili delle economie marittime e costiere, nonché l'utilizzo responsabile delle rispettive risorse. La pianificazione dello spazio marittimo contribuirà alla gestione efficace delle attività marine e all'utilizzo responsabile delle risorse marine e costiere mediante la creazione di un processo decisionale coerente, trasparente, sostenibile e basato su elementi concreti. Gli Stati membri continuano a essere responsabili e competenti per quanto concerne la definizione e la fissazione, nell'ambito delle rispettive acque marine, del formato e del contenuto di tali piani, inclusi i dispositivi istituzionali e, se del caso, la ripartizione dello spazio marittimo tra le diverse attività e i diversi usi. In tale prospettiva, gli Stati membri terranno conto delle interazioni terra-mare, degli aspetti ambientali, economici e sociali, nonché degli aspetti relativi alla sicurezza; garantiranno un'efficace collaborazione transfrontaliera e promuoveranno la collaborazione con paesi terzi.

La valutazione ambientale viene messa in luce quale strumento importante per integrare considerazioni di

natura ambientale nella redazione e nell'adozione di piani e programmi anche nella **Direttiva VAS 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 giugno 2001 sulla valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente**<sup>4</sup>. Se vi è la possibilità che i piani di gestione dello spazio marittimo abbiano delle conseguenze di rilievo sull'ambiente, questi risultano soggetti all'applicazione della Direttiva 2001/42/CE. Se i piani di gestione dello spazio marittimo includono siti compresi nella rete Natura 2000, la valutazione ambientale può essere unita ai requisiti di cui all'Articolo 6 della Direttiva 92/43/CEE, per evitare duplicazioni.

## 1

# IL PROGETTO POWERED

## 1.1 Introduzione

L'Unione europea ha assunto l'impegno giuridicamente vincolante di soddisfare **entro il 2020 il 20% del proprio fabbisogno energetico utilizzando fonti rinnovabili**. Per raggiungere tale obiettivo, si prevede che il 34% dell'energia elettrica dovrà essere generata attraverso fonti rinnovabili. In un'ottica di più lungo periodo la Commissione ha proposto, come pilastro della politica 2030 per il clima e l'energia dell'UE, un nuovo obiettivo (condiviso tra settori ETS e settori non ETS) che prevede la ri-

duzione delle emissioni di gas serra a livello nazionale del 40% rispetto al 1990<sup>5</sup>. Tra le varie fonti rinnovabili, il potenziale eolico offshore dell'Europa è enorme e, secondo le stime dell'**Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA)**, supera di sette volte il fabbisogno del continente, con siti sempre più ampi idonei allo sviluppo di impianti offshore e capaci di trarre vantaggio dai venti favorevoli. Si prevede pertanto che l'eolico offshore rivestirà un ruolo importante nel raggiungimento degli obiettivi dell'UE.

Nel 2011 la **European Wind Energy Association (EWEA)** ha reso noti degli scenari relativi all'impiego dell'energia eolica offshore in Europa, prevedendo entro il 2020 una capacità installata pari a 40 GW. L'energia eolica offshore attualmente viene sfruttata con una media del 14% in meno rispetto agli obiettivi dei piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili (National Renewable Energy Action Plans, NREAP). Nel complesso, al 30 giugno 2015 nelle acque europee risultano pienamente connesse alla rete 3072 turbine eoliche offshore, con una capacità totale pari a 10393,6 MW.

La **PSM** risulta fondamentale per incentivare lo sviluppo dell'eolico offshore. Fornisce stabilità e chiarezza per gli investitori ed è in grado di ridurre potenzialmente i costi dell'energia eolica attraverso un'integrazione ottimale dei parchi eolici con l'ambiente marino. La EWEA promuove attivamente lo sviluppo di una politica per la pianificazione dello spazio marittimo integrata e coordinata a livello europeo<sup>7</sup>.

Il Progetto P.O.W.E.R.E.D. (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development), che si fon-

da sulle Direttive, sulle strategie e sulle iniziative europee, è volto ad essere uno strumento di valutazione per l'energia eolica offshore, riunendo tutti gli strumenti e i metodi di valutazione e gestione disponibili in materia, anche in modo comparativo, per redigere le Linee guida delle Regioni dell'Adriatico finalizzate a gestire in modo armonico e uniforme la realizzazione dei parchi eolici offshore nel mare Adriatico.

## 1.2 Cos'è POWERED

**Il Progetto POWERED** (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development) è stato cofinanziato nell'ambito del **Programma di cooperazione transfrontaliera IPA-Adriatico 2007-2013**, priorità 2 (Risorse naturali e culturali e prevenzione dei rischi), misura 2.3 (Risparmio energetico e fonti di energie rinnovabili). Il Progetto è stato avviato nel mese di marzo 2011 e terminerà a novembre 2015.

POWERED è finalizzato a **definire una serie di strategie e metodi condivisi per lo sviluppo dell'energia eolica offshore in tutti i Paesi che si affacciano sul mare Adriatico**. Una "scelta energetica" di questo tipo risulta vincente per le motivazioni seguenti:

1. consente un rapido incremento degli impianti, grazie alla riduzione dei problemi correlati all'impatto sul territorio, che spesso rappresentano l'ostacolo più grande alla costruzione dei parchi eolici in aree densamente popolate o di elevato valore storico o paesaggistico;
2. riduce i problemi correlati al traspor-

to delle turbine eoliche di grandi dimensioni, soprattutto in Paesi come l'Italia in cui i collegamenti tra le strade principali e quelle suburbane sono molto problematici in ragione delle ridotte dimensioni delle carreggiate;

3. aumenta l'importanza dei porti industriali che si affacciano sul mare Adriatico, che potrebbero assumere un ruolo decisivo nel processo di sviluppo divenendo aree di smistamento ma anche di produzione delle componenti tecnologiche.

**I principali output di progetto** sono:

1. Linee guida per l'installazione di parchi eolici offshore nel mare Adriatico, compatibili con la politica di pianificazione e conservazione condivisa dai partner del progetto;

2. Studi finalizzati allo sviluppo di bacini marini per la tecnologia energetica in oggetto. Sono compresi l'identificazione delle caratteristiche della rete elettrica sottomarina che semplificherà enormemente lo scambio di energia tra i paesi coinvolti e l'analisi dei venti nel bacino dell'Adriatico, sviluppata attraverso processi numerici e convalidata tramite metodologie di test specifiche;

3. Convalida degli studi svolta attraverso l'installazione di una rete di stazioni anemometriche costiere e marine posizionate su terraferma in tutte le regioni partner, che saranno pienamente operative e faranno da supporto ai servizi di previsione meteorologica.

Il **Partner responsabile** del progetto è la **Regione Abruzzo**, Direzione affari della presidenza, politiche legislative e comunitarie, rapporti esterni. I **partner sono 12**: Dipartimento per efficienza energetica, fonti di energia rinnovabile, Settore energia, Ministero dell'Economia del Montenegro; Veneto Agricoltura,

agenzia regionale per i settori agricolo, forestale e agro-alimentare; Provincia di Ravenna; Regione Marche – Servizio ambiente e paesaggio; Regione Molise – Assessorato alla programmazione; Regione Puglia – Assessorato al Mediterraneo; Università Politecnica delle Marche; Consorzio CETMA - Centro di progettazione, design e tecnologie dei materiali; Micoperi Marine Contractors srl; Ministero italiano dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare; Ministero dell'Economia, del commercio e dell'energia della Repubblica di Albania; Comune di Komiza.

Il progetto è inoltre supportato dai seguenti **sponsor privati**: E.R.A. (Energie Rinnovabili Albania) sh.p.k; Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, Dipartimento di Ingegneria energetica, nucleare e del controllo ambientale (DIENCA); WPD Italia Offshore s.r.l.; SIMAM s.p.a. Servizi Industriali Manageriali Ambientali; Api Nova Energia; Tozzi Nord s.r.l.

I **beneficiari e le parti interessate** del progetto sono principalmente decisori e investitori privati.

Il progetto è costituito da 6 **Gruppi di lavoro (WP)**:

1. WP1 – Gestione e coordinamento (sotto la responsabilità della Regione Abruzzo, coordinatore di progetto);

2. WP2 – Comunicazione e disseminazione dei risultati (sotto la responsabilità della Provincia di Ravenna);

3. WP3 – Stato dell'arte tecnologico, normativo, energetico e delle politiche ambientali (sotto la responsabilità del Consorzio CETMA – Centro di progettazione, design e tecnologie dei materiali);

4. WP4 – Valutazione numerica ed empirica delle risorse energetiche eoliche nel bacino Adriatico (sotto la respons-

abilità dell'Università Politecnica delle Marche);

5. WP5 – Analisi e valutazione empirica delle questioni ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche (sotto la responsabilità del Comune di Komiza);

6. WP6 – Definizione delle Linee guida per la realizzazione di parchi eolici offshore nel mare Adriatico (sotto la responsabilità della Regione Abruzzo).

### 1.3 Scopo delle Linee guida

Le presenti Linee guida, realizzate nell'ambito del WP6 – Definizione delle Linee guida per la realizzazione di parchi eolici offshore nel mare Adriatico del Progetto P.O.W.E.R.E.D., rappresentano una raccolta dei risultati di progetto e un manuale di buone pratiche e raccomandazioni.

Lo scopo è quello di fornire un supporto a sviluppatori, consulenti, decisori, attori locali, esperti e altre parti interessate nella definizione delle procedure per la presentazione e l'approvazione di un progetto per un parco eolico offshore nel mare Adriatico, fornendo informazioni di natura tecnica, scientifica, matematica, ambientale e normativa oltre ad esempi di buone pratiche nel campo della progettazione ambientale. Si propongono inoltre di individuare procedure per l'ottenimento delle autorizzazioni chiare e condivise, che consentano agli operatori del settore energetico di rendere il progetto eolico offshore operativo in tempi brevi.

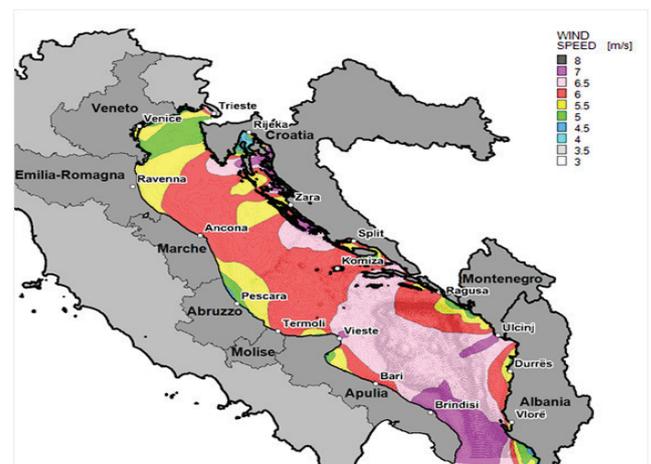
Il documento è stato predisposto considerando tre aspetti principali:

*Normativo* – I piani europei per l'en-

ergia eolica e le normative nazionali e regionali in materia sono stati analizzati nell'ambito del WP3; in questa sede viene fornita un'integrazione dell'analisi normativa, tramite una disamina delle procedure per la presentazione e l'approvazione dei progetti eolici offshore nel mare Adriatico.

*Energetico e infrastrutturale* – Il potenziale eolico nel mare Adriatico è stato oggetto di studio del WP4, che ha unito i due approcci comunemente utilizzati (numerico ed empirico) per dare origine a una nuova metodologia di analisi. Il WP4 si occupa di tre attività principali:

1. Analisi numerica basata sui dati storici, finalizzata a valutare il potenziale eolico nel periodo 2008-2012 (es. Figura 6.1);
2. Una nuova rete di torri di misura, con 8 torri tralicciate dotate di anemometri a coppa, banderuole e termometri, montate a terra (Figura 6.2);
3. Un nuovo modello matematico per le previsioni che comprende la rete precedente, finalizzato ad effettuare previsioni a breve termine nel bacino dell'Adriatico.



**Fig.6.1** - POWERED - Mappa dei venti dell'Adriatico (2010) a 90 m al di sopra del livello del suolo

Le attività svolte nell'ambito del WP4 permettono di valutare i venti e la produzione di energia di un parco eolico in vista di future installazioni offshore. Il mantenimento della torre di misura è garantito per i prossimi cinque anni e i dati vengono archiviati quotidianamente in un supporto hardware dedicato presso l'Università Politecnica delle Marche; in questo modo, le parti interessate possono valutare meglio i rischi finanziari correlati al parco eolico offshore.

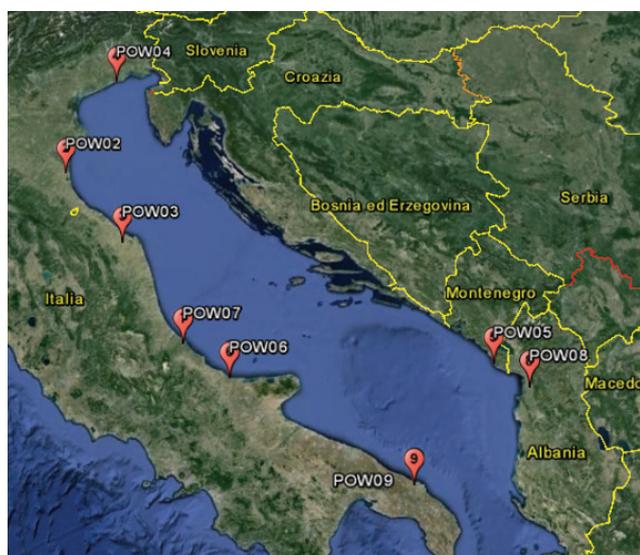


Fig.6.2 - POWERED - Rete meteorologica

Nell'ambito del WP3 sono stati analizzati gli aspetti infrastrutturali relativi all'eolico offshore, indicando altresì la compatibilità dei porti dell'Adriatico con la tecnologia eolica. La Figura 6.3 illustra le tematiche oggetto di analisi nel WP 3.1, in cui è stato esaminato lo stato dell'arte a livello tecnologico.

*Ambientale* – Sono state individuate le aree critiche e idonee per l'installazione degli impianti eolici offshore, unitamente alle buone pratiche per la progettazione ambientale per gli investitori coinvolti. Il WP5 raccoglie un grande quantitativo di dati sull'impatto (ambientale) dell'installazione di un potenziale parco eolico offshore nel mare Adriatico. Una volta raccolti e riportati tutti i dati ottenuti, l'obiettivo è quello di valutarli e mapparli, in modo tale da ottenere un'analisi spaziale ponderata in base alla quale individuare i vincoli ambientali associati ai bacini energetici individuati nell'ambito del WP4.

L'obiettivo finale del WP5 è dunque

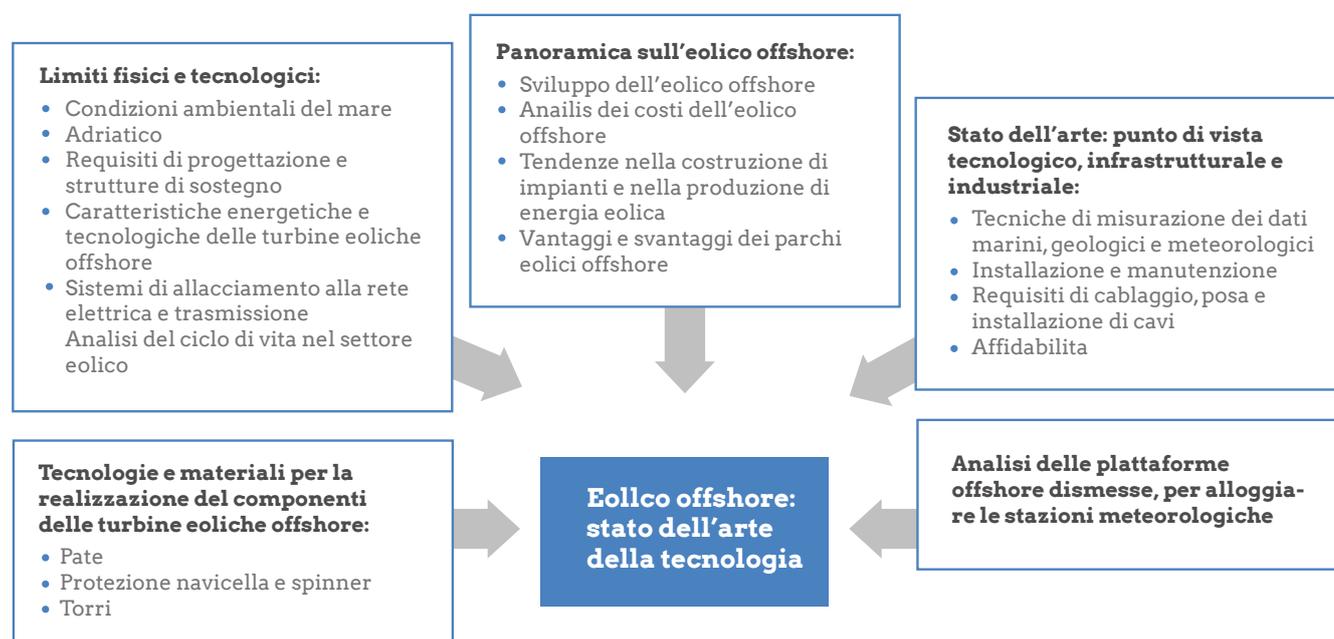
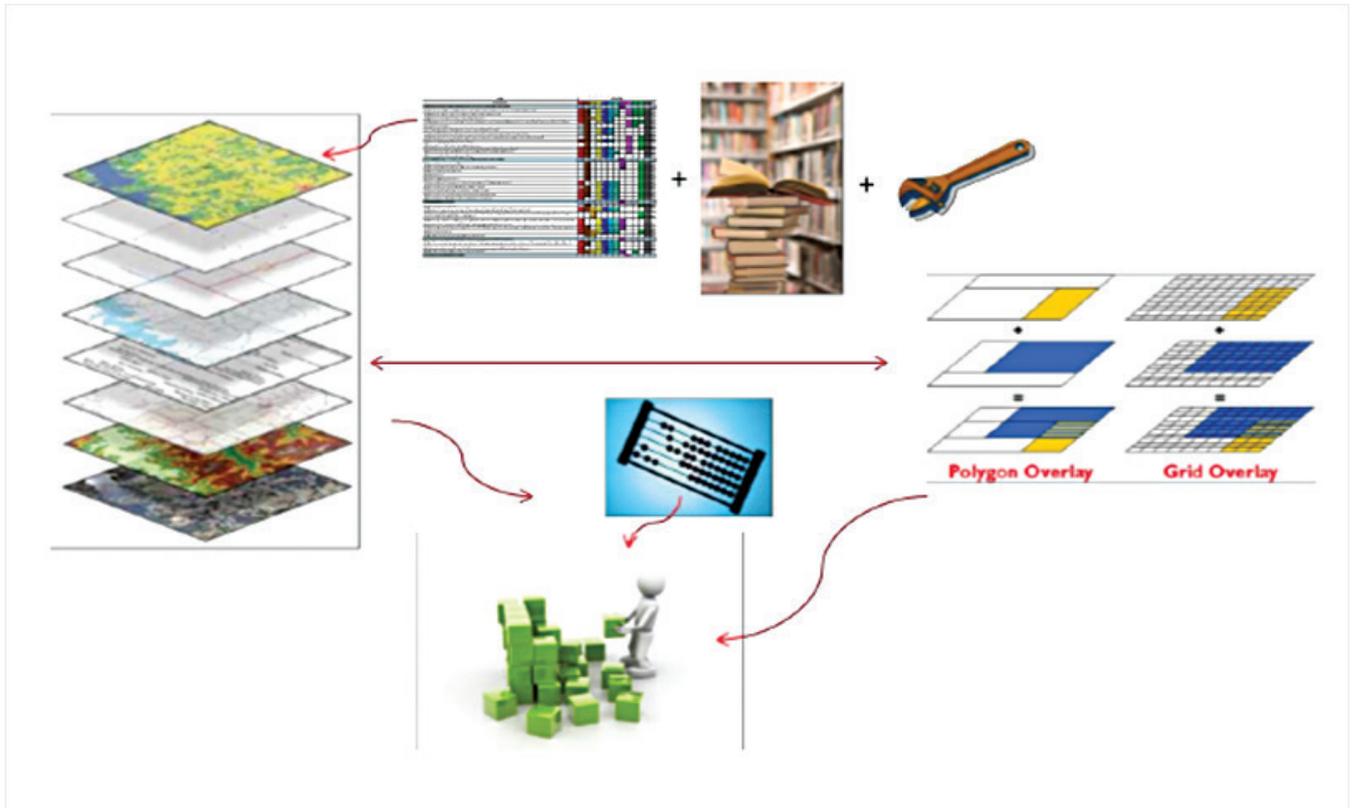


Fig.6.3 - POWERED - Stato dell'arte della tecnologia eolica offshore: argomenti oggetto di analisi

quello di elaborare un'analisi semi-quantitativa e qualitativa dei vincoli ambientali e infrastrutturali e della relativa collocazione nell'area dell'Adriatico al fine di valutarne l'entità e predisporre un'analisi dei conflitti a livello territoriale per ciascuna area e ciascun vincolo,

WP5 – Cap.5, Fig. 6.4.

La mappa riassuntiva fornita nella relazione del WP5 non deve essere rigidamente interpretata quale strumento per individuare le aree idonee alla realizzazione di parchi eolici offshore.



**Fig.6.4** – Processo di individuazione dei vincoli ambientali nell'ambito del WP5

## 2

# QUADRO DI RIFERIMENTO PER LA VALUTAZIONE COMPARATIVA

## 2.1. Quadro metodologico

Il presente documento si propone di fornire una panoramica comparativa degli aspetti legali, istituzionali e procedurali legati ai parchi eolici offshore con riferimento ai partner del progetto Powered e a 5 paesi europei:

1. Albania (partner Powered)
2. Italia (partner Powered)
3. Montenegro (partner Powered)
4. Belgio
5. Danimarca
6. Francia

7. Germania
8. Regno Unito

La scelta dei cinque paesi europei che non sono partner del progetto Powered è stata effettuata sulla base di una serie di criteri grazie ai quali è stato possibile raccogliere informazioni sulle procedure più avanzate di pianificazione e concessione di licenze per i parchi eolici offshore nell'UE. Secondo i rispettivi NREAP, i paesi selezionati tra i 27 Stati membri risultano orientati a raggiungere entro il 2020 una capacità di produzione di energia eolica superiore a 1 GW. I criteri impiegati sono suddivisi in diverse categorie che riflettono i vari elementi per lo sviluppo di un parco eolico offshore, ossia:

1. esperienza
2. capacità eolica offshore
3. capacità installata
4. quadro normativo
5. programma di sostegno finanziario

Inoltre, nel dicembre 2010 è stato siglato un Protocollo di intesa tra dieci paesi (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia e Regno Unito), la Commissione europea, ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia), ENTSO-E (Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica) e le autorità di regolamentazione nazionali, al fine di attuare l'iniziativa delle reti offshore dei paesi dei mari del nord (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative – NSCOGI). Uno dei suoi obiettivi è quello di individuare e affrontare gli ostacoli allo sviluppo della rete offshore, in particolare per quanto concerne gli aspetti tecnici, normativi, di mercato, di pianificazione e autorizzativi.

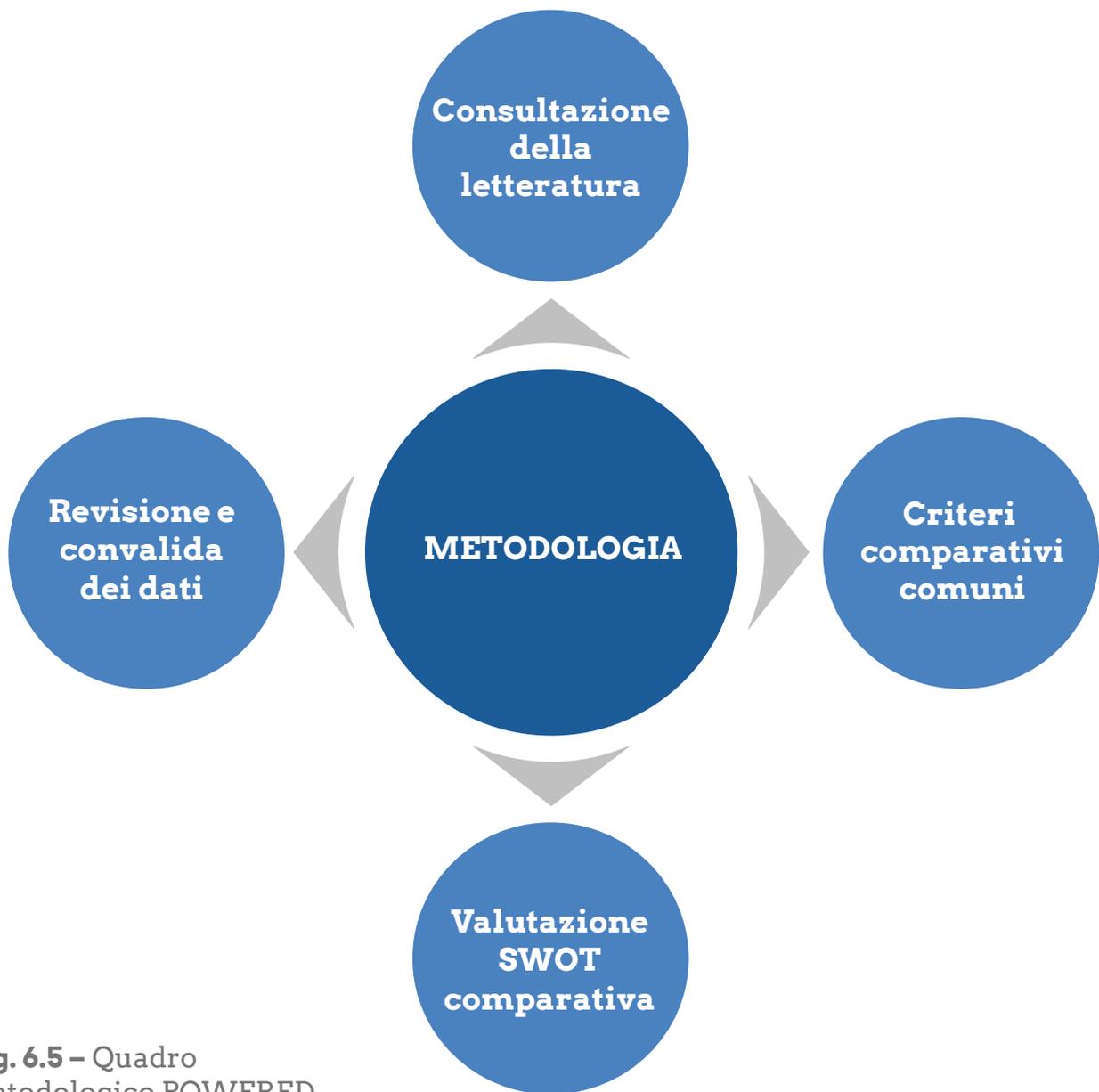
L'obiettivo del presente documento è quello di valutare e confrontare le procedure attualmente vigenti, individuando le carenze e le criticità che influiscono sulla realizzazione dei parchi eolici offshore. Per poter effettuare una valutazione comparativa analizzando il quadro di riferimento legale, istituzionale e procedurale, la ricerca metodologica è stata strutturata come segue:

**1. Consultazione della letteratura:** rappresenta uno strumento utile per determinare lo stato dell'arte. Consente inoltre di selezionare teorie appropriate a fondamento della ricerca. La ricerca è partita da un'analisi approfondita di siti web e pubblicazioni scientifiche di rilievo internazionale (come ad esempio Energy Policy). I criteri per la selezione degli articoli di riferimento si sono basati sull'applicazione di filtri per argomento e rispettive combinazioni (Eolico offshore, Confronto, Autorità settore energia, Questioni normative, Politiche energia eolica, Sfide per l'applicazione delle politiche). Inoltre è stato applicato un criterio temporale, selezionando gli articoli/documenti pubblicati negli ultimi cinque anni. I dati sono stati inseriti in tre sezioni tematiche, a loro volta suddivise in sottosezioni

**2. Sviluppo di criteri comparativi comuni:** fornisce uno strumento per confrontare i dati emersi dalla consultazione della letteratura. Tali criteri sono espressi con brevi frasi/domande e sono classificabili in due gruppi:

- criteri organizzativi legati alla pianificazione e alle procedure (permessi e licenze (fattori di input));
- criteri legati all'efficacia dei processi (fattori di output).

**3. Valutazione SWOT comparativa**



**Fig. 6.5** – Quadro metodologico POWERED

del sistema eolico offshore attraverso un'analisi comparativa dello status, dell'applicazione e della struttura dei sistemi esistenti basata sui quadri di riferimento legali, istituzionali e procedurali dei singoli paesi. Non tutti i paesi sono stati raffrontati in tutti i settori.

**4. Revisione e convalida dei dati:** rappresenta una fase importante nel processo di elaborazione dei dati. Alcuni rappresentanti del settore dell'energia offshore, pubblici e privati, degli 8 paesi selezionati sono stati contattati per veri-

ficare e aggiornare i dati tratti dalla consultazione della letteratura.

*Si ringraziano sentitamente tutti coloro che hanno direttamente e indirettamente collaborato alla stesura di questo documento, in particolar modo l'Agenzia danese per l'energia (parte del Ministero danese per il Clima, l'Energia e l'Edilizia), l'Agenzia federale marittima e idrografica tedesca e l'ispettorato tedesco Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg.*

<b>1. PROCEDURA DI PIANIFICAZIONE</b>
<p>1.1 Direttiva PSM (Direttiva 2014/89/UE)</p> <p>1.2 Zonizzazione per lo sviluppo dell'eolico offshore (piano)</p> <p>1.3 Direttiva VAS (Direttiva 2001/42/CE) applicata alla zonizzazione per lo sviluppo dell'eolico offshore</p> <p>1.4 Autorità per la pianificazione responsabile della zonizzazione per lo sviluppo dell'eolico offshore</p> <p>1.5 Modelli di concessione dei siti</p> <p>1.6 Criteri di aggiudicazione</p>
<b>2. DISPOSIZIONI IN MATERIA DI LICENZE E AUTORIZZAZIONI</b>
<p>2.1 Procedura di regolamentazione (sportello unico o autorizzazioni individuali) Art.13 Direttiva FER</p> <p>2.2 Procedura di VIA (autorità responsabile, collocazione temporale, finanziata dallo Stato o dall'investitore)</p> <p>2.3 Licenza per il demanio marittimo (autorità responsabile e collocazione temporale)</p> <p>2.4 Permessi per la connessione alla rete (autorità responsabile, collocazione temporale, gratuita o finanziata dall'investitore) Art 16 Direttiva FER</p> <p>2.5 Sistema di sostegno finanziario (Conto energia (FiT) fisso o tariffa fissa concordata)</p>
<b>3. STATO DELL'ARTE</b>
<p>3.1 Capacità eolica offshore approvata</p> <p>3.2 Capacità eolica offshore installata</p>

**Fig.6.6:** POWERED - Sezioni e sottosezioni tematiche oggetto di analisi

## 2.2. Valutazione SWOT comparativa

La valutazione comparativa si basa sull'approccio seguente:

- un riquadro contenente i riferimenti al disposto delle Direttive FER e PSM, se applicabile;
- una tabella che sintetizza il confronto tra i partner POWERED e i non partner, fondato sui criteri di cui sopra;
- criteri comparativi comuni;
- riferimento alle sezioni e alle sottosezioni tematiche indicato tra parentesi con il rispettivo numero (es. 2.1);
- discussione sulle sezioni e sottosezioni oggetto di analisi.

### 2.2.1. Procedura di pianificazione

La Tabella 1 riassume la procedura di pianificazione (dati riferiti a novembre 2014) facendo riferimento alle domande seguenti, riportate nella Figura 6.6.:

- 1.1. La Direttiva PSM (Direttiva 2014/89/UE) è applicata nel quadro normativo nazionale?
- 1.2. Viene effettuata una zonizzazione per lo sviluppo dell'eolico offshore (piano)?
- 1.3. La procedura VAS (Direttiva 2001/42/CE) è applicata alla zonizzazione per lo sviluppo dell'eolico offshore?
- 1.4. Esiste un'Autorità incaricata del-

**RIQUADRO 1:** L'Articolo 8 della Direttiva PSM prevede che gli "Stati membri elaborino dei piani di gestione dello spazio marittimo che individuano possibili attività, usi e interessi. Possono comprendere impianti e infrastrutture per la produzione di energia da fonti rinnovabili".

Valutazione ambientale

L'Articolo 3 della Direttiva sulla Valutazione ambientale strategica (VAS) prevede che "sia effettuata una valutazione ambientale per tutti i piani e i programmi elaborati per il settore energetico e definiscono il quadro di riferimento per l'autorizzazione dei progetti elencati negli Allegati I e II della Direttiva 85/337/CEE".

la pianificazione che si occupa della zonizzazione relativa ai parchi eolici offshore?

1.5. Quali sono i modelli di concessione per i siti?

1.6. Quali sono i criteri di aggiudicazione della concessione per i siti?

Stando alle informazioni disponibili, nessuno dei paesi oggetto di studio ha recepito la **Direttiva PSM (Direttiva 2014/89/UE)** nel sistema legislativo nazionale. Nelle aree **selezionate** per l'OWE sono ravvisabili approcci diversi.

Da una parte, i partner del progetto POWERED gestiscono l'uso del mare in modo frammentario, a diversi livelli amministrativi e con politiche settoriali.

Viene utilizzata unicamente una procedura di tipo aperto (senza bando di gara) per individuare i siti idonei: gli interessati possono in qualunque momento richiedere l'autorizzazione per la realizzazione di impianti OWE.

Per contro, nei paesi non partner del progetto POWERED il processo di pianificazione dello spazio marittimo risulta già in atto. In tali paesi infatti il governo è direttamente coinvolto nella pianificazione dello spazio e nella zonizzazione per gli impianti OWE. Un simile coinvolgimento ha un impatto positivo sulle installazioni offshore poiché evita l'insorgenza di conflitti e coordina l'uso polivalente del mare. Inoltre, applicare un processo di valutazione ambientale strategica alla PSM e quindi alla zonizzazione per gli impianti eolici offshore (come previsto dalla **Direttiva VAS 2001/42/CE**) può mitigare i possibili impatti e ridurre i potenziali conflitti. La Direttiva VAS prevede infatti delle consultazioni con le autorità competenti in materia di ambiente e con il pubblico coinvolto, migliorando la trasparenza, la credibilità pubblica e la fiducia nel processo decisionale. Grazie all'individuazione delle zone migliori per gli impianti OWE in funzione di importanti vincoli ambientali, il processo di valutazione ambientale strategica può evitare molti potenziali conflitti e scongiurare dunque eventuali opposizioni alla realizzazione dei progetti. I risultati emersi dalle consultazioni possono aiutare a definire meglio le condizioni di gara con riferimento ai requisiti e ai termini per la collocazione e la progettazione dei parchi eolici, alla natura degli studi e delle analisi che le relazioni di VIA devono contenere e alla costruzione, gestione, ecc. dei parchi eolici

offshore<sup>9</sup>. Il processo suindicato (pianificazione e valutazione ambientale strategica degli impianti OWE) deve essere flessibile e adattato al contesto di applicazione specifico. Un quadro di riferimento tecnologico e condizioni troppo rigidi potrebbero comportare l'adozione di un approccio obsoleto.

In Germania, nella Zona economica esclusiva sono state individuate nel 2009 (come parte integrante del piano di gestione dello spazio marittimo) delle aree prioritarie per lo sviluppo di impianti eolici offshore e, con riferimento a tale piano, è stata effettuata una valutazione ambientale strategica completa. Per quel che riguarda le acque territoriali (ampiezza massima 12 miglia nautiche), la procedura di autorizzazione è la seguente: dopo il completamento del processo di pianificazione regionale, si passa alla procedura di approvazione del parco eolico in ottemperanza alla legge federale sul controllo delle emissioni (BImSchG). Il Permesso di controllo delle emissioni è disciplinato dal disposto del paragrafo 13 della BImSchG, "effetti delle concentrazioni", ossia comprende altre decisioni pubbliche (ad esempio i permessi a costruire nel rispetto del Codice dell'urbanistica (BauGB) o le autorizzazioni previste dalla Legge federale sui corsi d'acqua navigabili (WaStrG). Le disposizioni della procedura di approvazione che hanno rilevanza sotto il profilo ambientale sono elencate nella 9° Ordinanza federale di controllo delle emissioni (BImSchV). In funzione dell'impatto atteso delle costruzioni sull'ambiente, la procedura di approvazione può comprendere una Valutazione di impatto ambientale (VIA).

Il rilascio del Permesso di controllo

delle emissioni nelle acque territoriali (ampiezza massima 12 miglia nautiche) della Bassa Sassonia compete all'autorità nazionale (Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg), unico organo competente a decidere nel merito. Il piano territoriale esistente nell'area offshore compresa entro 12 miglia nautiche dalla costa, con le aree designate per gli impianti eolici, era già stato finalizzato all'atto dell'implementazione della Direttiva VAS nella legislazione nazionale con il Gesetz über die Strategische Umweltprüfung (SUPG). Da allora, teoricamente, alla zonizzazione delle costruzioni eoliche offshore si applica la procedura VAS.

Per quanto concerne i criteri di aggiudicazione, il criterio dell'ordine di arrivo ("first come, first served") non sembra molto appropriato, perché carente in termini di trasparenza e chiarezza. Anche il criterio del prezzo presenta alcuni svantaggi: induce infatti il committente a propendere per l'offerta che offre condizioni economiche più vantaggiose per il prezzo di liquidazione dell'energia elettrica, anche in presenza di altre offerte in grado di offrire un progetto migliore sotto il profilo ambientale, sociale ed economico, perché capaci di fornire tempistiche migliori o altri aspetti che facilitano le attività di connessione alla rete da parte dello stato<sup>10</sup>. Una soluzione più appropriata potrebbe essere quella di selezionare l'offerta aggiudicataria sulla base di criteri quantitativi e qualitativi (una procedura di tipo "beauty contest") per attuare un progetto OWE più efficiente e responsabile da un punto di vista ambientale.

Tabella 1: Procedura di pianificazione						
Paese	Status del recepimento della Direttiva PSM	Zonizzazione definita (piano) per i parchi eolici offshore	VAS applicata alla zonizzazione	Autorità per la pianificazione	Modelli di concessione del sito	Criteri di aggiudicazione
<b>Domanda</b>	<b>D 1.1</b>	<b>D 1.2</b>	<b>D 1.3</b>	<b>D 1.4</b>	<b>D 1.5</b>	<b>D 1.6</b>
Albania (Partner)	NO	NO	NO	NO	ND	OA
Italia (Partner)	NO	NO	NO	NO	PA	OA
Montenegro (Partner)	NO	NO	NO	APN	G	ND
Belgio	NO	SÌ	ND	APN	PA	ND
Danimarca	NO	SÌ	ND	APN	G, PA	M
Francia	NO	SÌ	SÌ	APN	G	B
Germania	NO	SÌ	SÌ	APN	PA	OA
Regno Unito	NO	SÌ	SÌ	APN	G	P, B
<b>Criteri comparativi comuni</b>	RI = recepita interamente (requisiti legali in vigore) RP = recepita parzialmente NO = non recepita ND = in via di definizione	ND = in via di definizione	ND = in via di definizione	APN = autorità per la pianificazione nazionale APL = autorità per la pianificazione locale NO = nessuna autorità per la pianificazione ND = in via di definizione	G = gara di appalto per siti predeterminati PA = procedura di tipo aperto ND = in via di definizione	NO = nessun criterio di aggiudicazione M = minor prezzo di liquidazione offerto OA = ordine di arrivo P = per singolo progetto B = beauty contest ND = in via di definizione

## 2.2.2 Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni

La Tabella 2 riassume le disposizioni vigenti in materia di concessioni di licenze e autorizzazioni, al mese di novembre 2014, facendo riferimento alle domande seguenti, riportate nella Figura 6.6:

- 2.1 Qual è il quadro di riferimento per le autorizzazioni?
- 2.2 Quanti permessi/licenze sono necessari?
- 2.3 Esistono linee guida nazionali per la VIA per gli impianti OWE?
- 2.4 Il collegamento alla rete è gratuito?
- 2.5 Qual è il sistema di sostegno finanziario?

**RIQUADRO 2:** L'Articolo 13 della Direttiva FER prevede che "le procedure amministrative siano semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato".

In base all'Articolo 16 della Direttiva FER, "gli Stati membri adottano altresì misure adeguate per accelerare le procedure di autorizzazione dell'infrastruttura della rete e coordinare l'approvazione dell'infrastruttura della rete e le procedure amministrative e di pianificazione".

In termini generali, per un progetto di parco eolico offshore sono richiesti diversi **tipi di licenze/permessi**. Inoltre, le procedure di autorizzazione sono gestite da diverse agenzie statali e locali. Si tratta pertanto di un processo lungo e complesso, nel quale le agenzie preposte si trovano a dover gestire diverse leggi e normative riferite a vari settori (trasporti marittimi, tutela del patrimonio naturale, ambiente, tecnologia). Nei paesi non partner del progetto POWERED, in particolare in Danimarca, la procedura di autorizzazione viene gestita da un'unica agenzia nazionale, con **una procedura di sportello unico** ottimizzata. L'agenzia infatti gestisce la procedura di autorizzazione e ha il potere di rilasciare tutte le licenze e i permessi, consultandosi con gli altri dipartimenti coinvolti<sup>11</sup>.

Per quanto concerne le disposizioni relative all'allacciamento alla **rete**, in Danimarca solamente in caso di gara di appalto l'allacciamento viene finanziato dal gestore di rete, Energinet.dk, compresa l'installazione di un trasformatore di step-up. In una procedura di tipo aperto invece la responsabilità di fornire la connessione al punto di collegamento onshore più vicino ricade sullo sviluppatore, e i progetti che seguono questa modalità devono offrire alla popolazione locale una partecipazione pari al 20%, ai sensi delle norme che disciplinano l'energia eolica onshore. Anche se in Danimarca gli sviluppatori si sono avvalsi di entrambi i metodi, a causa degli insufficienti incentivi economici non sono stati sviluppati parchi eolici in mare aperto di grande rilievo commerciale utilizzando una procedura di tipo aperto<sup>12</sup>. Negli altri paesi oggetto di valutazione, le spese

per l'allacciamento alla rete sono a carico del richiedente. In alcuni casi (Italia), il richiedente è tenuto ad anticipare un notevole importo per prenotare la capacità di rete. Nei casi di questo tipo potrebbe essere più opportuno definire una tariffa di trasmissione, che ridurrebbe gli anticipi e il rischio finanziario a carico dello sviluppatore<sup>13</sup>. Muovendosi in questa direzione, un approccio centralizzato per la rete offshore offrirebbe un vantaggio in termini di scala e coordinamento tagliando i costi del collegamento dei parchi eolici offshore alla terraferma, rispetto all'uso di collegamenti singoli. Come indicato nel documento di sintesi dell'UE, l'assenza di una pianificazione strategica e integrata implica il rischio che i singoli progetti non vengano valutati utilizzando standard coerenti, che le risorse siano sprecate nello sviluppo di soluzioni ad-hoc per problemi simili, ripetutamente e in contesti diversi ("reinventare la ruota"), che le risorse eoliche non vengano sfruttate nel modo ottimale (con le giuste priorità) e che la valutazione dei potenziali effetti cumulati diventi più complessa<sup>14</sup>.

Di conseguenza, se vengono progettate in modo frammentario molte connessioni diverse, le decisioni prese inizialmente potrebbero influenzare i costi degli schemi connessi in seguito, che potrebbero essere i progetti più grandi e onerosi. In secondo luogo, uno sviluppatore che detiene il monopolio della connessione alla rete sarà sottoposto a minori pressioni per mantenere bassi i costi rispetto ad un gruppo di aziende concorrenti. La prima problematica suggerisce la necessità di elaborare un piano di sviluppo globale tenendo in considerazione le interazioni tra i vari

progetti e con la rete onshore esistente, che dovrebbe essere redatto dal gestore della trasmissione onshore o comunque in collaborazione con quest'ultimo. La seconda problematica sembra invece suggerire che un unico gestore onshore non dovrebbe essere in automatico autorizzato a sviluppare le singole connessioni previste dal piano di sviluppo. Una buona soluzione sarebbe semplicemente quella di affidare a ciascuno sviluppatore la responsabilità di collegare a terra la propria stazione attenendosi al piano di sviluppo globale, oltre a quella di realizzare la stazione stessa. Lo sviluppatore è incentivato finanziariamente a realizzare una connessione economicamente efficiente: costi elevati o scarsa disponibilità pregiudicheranno in modo diretto i proventi ricavati dalla stazione<sup>15</sup>. In futuro, l'autorità di regolamentazione indirà delle gare di appalto per nominare il Proprietario della trasmissione offshore (OFTO), il quale costruirà, sarà proprietario e si occuperà della gestione delle strutture per la connessione per ciascuna zona di sviluppo di impianti eolici<sup>16</sup>.

A tal proposito va rilevato che una delle fasi più critiche, sotto il profilo ambientale, della realizzazione di un parco eolico offshore è la fase di installazione<sup>17</sup>, che comprende tra le altre cose anche il collegamento elettrico dei parchi eolici alla terraferma. Questa operazione (e più precisamente la fase di posa dei cavi sul fondale) potrebbe pregiudicare gravemente la struttura e il funzionamento dei fragili ecosistemi esistenti, come ad esempio praterie sottomarine, habitat coralligeni e banchi di sabbia. Inoltre, è presumibile che la presenza di connessioni multiple verso terra lungo una linea costiera limitata implichi una

pluralità di impatti sull'ecosistema locale; su scala più ampia, tali connessioni multiple determinerebbero conseguenze indesiderate a causa degli effetti sinergici dei danni all'ecosistema cagionati dai numerosi cavi collegati in punti differenti. Di fatto è oggi risaputo che molti dei cambiamenti indesiderati che affliggono l'integrità degli ecosistemi marini derivano dagli effetti di una molteplicità di fattori di disturbo che, agendo spesso in sinergia tra loro, possono determinare degli impatti che hanno conseguenze più gravi di quelle determinate da ciascuno separatamente<sup>18</sup>. Risulta chiaro quindi che l'impiego di stazioni marittime che collegano diversi parchi eolici offshore ad un singolo hub sulla terraferma può limitare l'impatto ad una singola area in mare e ad uno o comunque pochi punti sulla terraferma, riducendo in gran parte gli effetti negativi esponenziali delle connessioni multiple.

Per quanto concerne il **sistema di sostegno finanziario**, gli sviluppatori in ambito OWE ricevono un "aiuto al funzionamento", ossia una remunerazione per ogni MWh di elettricità prodotta. Nell'ambito dei CV<sup>19</sup> e del sistema di incentivazione FiP (Feed-in Premium) vige l'obbligo di vendere direttamente sul mercato l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Nel sistema FiT (Feed-in Tariff) non sussiste obbligo di commercializzazione diretta. A parte questo, i meccanismi di sostegno finanziario variano ampiamente. Una differenza sostanziale riguarda il momento in cui viene fornito il sostegno. In Italia, in cui vige il sistema delle procedure di tipo aperto, esiste un sistema di aste al ribasso finalizzato all'assegnazione degli incentivi per un determinato quantitativo di ener-

gia elettrica. È possibile presentare richiesta di partecipazione a un'asta al ribasso unicamente se al momento della richiesta è già stata rilasciata un'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio dell'impianto ed è stato accettato il preventivo di connessione dell'impianto alla rete elettrica<sup>20</sup>. L'enfasi è posta solo sullo sviluppatore, che deve completare le procedure previste prima di inoltrare una richiesta di partecipazione a un'asta al ribasso. A causa delle tempistiche protratte di implementazione dei progetti OWE e considerando gli elevati costi di investimento, nel sistema delle aste al ribasso per le procedure di tipo aperto dovrebbero essere messi in atto dei solidi meccanismi per evitare interruzioni negli investimenti, introducendo un sistema di punteggi che tenga conto non solo del minor prezzo proposto ma anche di altri aspetti come ad esempio la creazione di posti di lavoro e l'impatto ambientale (beauty contest). Inoltre, poiché i costi salgono significativamente con l'aumento della distanza dalla terraferma e della profondità delle acque, i documenti di gara dovrebbero tenere in considerazione la collocazione geografica. Infatti, come emerge da un parere presentato al Parlamento tedesco nel maggio 2014, gli attori del settore offshore hanno evidenziato che, prima dell'introduzione dei modelli basati su bandi di gara a decorrere dal 2017 per determinare il livello delle sovvenzioni, andranno svolte delle indagini attente e scientificamente fondate. Tali indagini dovrebbero valutare se i bandi di gara possono effettivamente ottenere delle riduzioni dei costi rispetto allo status quo e se lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili potrà proseguire al ritmo odierno<sup>21</sup>.

I meccanismi FiT differiscono enorme-

mente per la modalità di determinazione del prezzo base del contratto. Da un lato, vista nel contesto di un modello "aperto" in cui gli sviluppatori del progetto individuano e propongono dei siti idonei e ottengono le concessioni in base all'ordine di arrivo, una tariffa fissa uniforme ha il vantaggio di incoraggiare gli investitori a individuare i siti più efficienti sotto il profilo economico con riferimento al capitale necessario e alle spese di gestione rispetto al potenziale produttivo<sup>22</sup>. D'altra parte, la difficoltà nel determinare il FiT risiede nel fatto che se il livello è troppo elevato gli sviluppatori trarranno un profitto eccessivo; se invece è troppo basso verranno portati a termine pochi progetti (o addirittura nessuno). Quando una tecnologia è ben sviluppata, risulta relativamente facile individuare il livello di tariffa corretto e rettificarlo per stimolare o disincentivare ulteriori investimenti. Quando la tecnologia è relativamente nuova, però, queste informazioni potrebbero non essere disponibili.

La Commissione europea (2008), basandosi sul lavoro di Ragwitz et al (2007), ha valutato l'efficacia (nel promuovere una maggiore generazione di energia rinnovabile) e l'efficienza (nell'evitare un'eccessiva redditività a beneficio degli sviluppatori) dei meccanismi di sostegno per le energie rinnovabili nell'UE, concludendo che *"i sistemi FiT ben strutturati rappresentano generalmente il meccanismo di sostegno più efficiente ed efficace per la promozione delle energie rinnovabili"*.

<b>Tabella 2: Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni</b>					
<b>Paese</b>	<b>Quadro di riferimento per le autorizzazioni</b>	<b>N. di licenze/permessi richiesti</b>	<b>Linee guida per VIA su OWE</b>	<b>Connessione alla rete</b>	<b>Sistema di sostegno finanziario</b>
<b>Domanda</b>	<b>D 2.1</b>	<b>D 2.2</b>	<b>D 2.3</b>	<b>D 2.4</b>	<b>D 2.5</b>
Albania (Partner)	<b>ND</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>
Italia (Partner)	<b>SU</b>	<b>M</b>	<b>NO</b>	<b>SCS</b>	<b>FiT C</b>
Montenegro (Partner)	<b>ND</b>	<b>M</b>	<b>NO</b>	<b>SCS</b>	<b>FiT</b>
Belgio	<b>SU</b>	<b>M</b>	<b>NO</b>	<b>SCS, F</b>	<b>CV</b>
Danimarca	<b>SU</b>	<b>3</b>	<b>SÌ</b>	<b>SCS, F</b>	<b>FiT C, FiT</b>
Francia	<b>SU</b>	<b>3</b>	<b>NO</b>	<b>SCS</b>	<b>FiT</b>
Germania	<b>SU</b>	<b>M</b>	<b>SÌ</b>	<b>F fino al 2015, SCS</b>	<b>FiT fino al 2015</b>
Regno Unito	<b>SU</b>	<b>M</b>	<b>SÌ</b>	<b>SCS</b>	<b>CV, in transizione verso FiP</b>
<b>Criteri comparativi comuni</b>	<b>SU</b> = sportello unico <b>PI</b> = procedura di autorizzazione individuale <b>ND</b> = in via di definizione	<b>3=3</b> licenze/permessi previsti <b>M</b> = molti <b>ND</b> = in via di definizione	<b>ND</b> = in via di definizione	<b>F</b> = finanziato dal gestore del sistema di trasmissione (TSO) <b>SCS</b> = spese a carico dello sviluppatore <b>ND</b> = in via di definizione	<b>FiT</b> = Conto Energia fisso (tariffa uniforme) <b>FiT C</b> = Conto Energia fisso definito tramite appalto <b>CV</b> = certificati verdi <b>FiP</b> = Feed-in Premium <b>ND</b> = in via di definizione

### 2.2.3. Stato dell'arte

La Tabella 3 riassume lo stato dell'arte facendo riferimento alle domande seg-

uenti, riportate nella Figura 6.6:

- 3.1 Capacità eolica offshore approvata

<b>Tabella 3: Stato dell'arte (fine 2013)</b>		
<b>Paese</b>	<b>Capacità eolica offshore approvata</b>	<b>Capacità eolica offshore installata</b>
<b>Domanda</b>	<b>D 3.1</b>	<b>D 3.3</b>
Albania (Partner)	<b>NO</b>	<b>NO</b>
Italia (Partner)	<b>SÌ</b>	<b>NO</b>
Montenegro (Partner)	<b>NO</b>	<b>NO</b>
Belgio	<b>SÌ</b>	<b>SÌ</b>
Danimarca	<b>SÌ</b>	<b>SÌ</b>
Francia	<b>SÌ</b>	<b>NO</b>
Germania	<b>SÌ</b>	<b>SÌ</b>
Regno Unito	<b>SÌ</b>	<b>SÌ</b>
<b>Criteri comparativi comuni</b>	<b>SÌ</b> = capacità eolica offshore approvata <b>NO</b> = procedura di autorizzazione individuale non ancora approvata <b>?</b> = da chiarire	<b>SÌ</b> = capacità eolica offshore installata <b>NO</b> = non ancora installata <b>?</b> = da chiarire

- 3.2 Capacità eolica offshore installata

Sulla base delle informazioni aggiornate alla fine del 2012, risulta che i partner del progetto POWERED non hanno installato alcun impianto eolico offshore, né hanno impianti in fase di costruzione. Potrebbe dunque essere difficile raggiungere gli obiettivi fissati in termini di generazione di energia da fonti rinnovabili. I progetti subiscono continui ritardi in ogni loro fase a causa del regime non ancora ben definito e/o di procedure poco chiare.

Come emerge dalla letteratura, i mercati di Regno Unito e Germania comprendono le aree di sviluppo di impianti eolici offshore più redditizie da un punto di vista finanziario. Seguono, nell'ordine, gli scenari di Belgio e Danimarca<sup>23</sup>.

Risulta pertanto evidente che la legislazione nazionale influisce significativamente sul panorama del mercato eolico offshore in Europa.

## 3

# CASE STUDY

## 3.1 Albania<sup>24</sup>

### 3.1.1. Quadro normativo

I principali strumenti normativi sono:

1. Legge sulle fonti di energia rinnovabile n. 138/2013 del 2 maggio 2013, pubblicata nella Gazzetta ufficiale n. 83 del 20 maggio 2013, che testimonia il solido supporto fornito dal governo ai sistemi SWH. La

legge FER inoltre uniforma la legislazione albanese agli standard legali dell'UE, risultando totalmente in linea con la Direttiva UE 2009/28/CE.

2. Legge n. 9072 del 22.05.2003 "per il settore dell'energia elettrica" e successive modifiche, che determina i principi fondamentali per lo sviluppo del settore dell'energia elettrica, compresi gli impianti FER e le reti di trasmissione e distribuzione. La legge contiene inoltre i requisiti e i criteri per il rilascio della licenza per operare nel settore dell'energia elettrica. Il Governo sta sviluppando una nuova legge per il settore elettrico, con l'obiettivo di tenere conto della Direttiva UE sull'elettricità.

3. Decreto del Consiglio dei ministri n. 1701 del 12.12.2008 "sull'approvazione delle norme riguardanti le procedure di rilascio delle autorizzazioni per nuove capacità di generazione di energia elettrica non oggetto di concessione", che definisce le procedure e la documentazione necessarie per richiedere, valutare e rilasciare l'autorizzazione per la realizzazione di una nuova capacità di generazione di energia elettrica non oggetto di concessione.

4. Decisione dell'Ente regolatore dell'energia (ERE) n.108 del 09.09.2008 "sull'approvazione delle norme per le procedure di licenza e per il rilascio, modifica e/o revoca di una licenza" e successive modifiche.

5. Legge n. 9663 del 18.12.2006 "sulle concessioni" e successive modifiche, che istituisce il quadro normativo per tutte le concessioni. La legge ha lo scopo di istituire un quadro di riferimento favorevole per promuovere e facilitare la realizzazione dei progetti in regime di concessione, migliorando la trasparenza, l'equità,

l'efficienza e la sostenibilità a lungo termine nello sviluppo di infrastrutture e progetti di interesse pubblico, comprese le concessioni per la realizzazione di impianti idroelettrici.

6. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 27 del 19.01.2007 "sull'approvazione delle norme in materia di valutazione e rilascio delle concessioni" e successive modifiche, che stabilisce procedure e criteri dettagliati per valutare e rilasciare una concessione applicabile a impianti idroelettrici.

7. Legge n. 8093 del 21.03.1996 "sulle risorse idriche" e successive modifiche, che istituisce il quadro normativo di riferimento per l'impiego delle risorse idriche del paese, anche per produrre energia elettrica.

8. Decisione ERE n. 123 del 24.10.2008 "sull'approvazione del Codice operativo di trasmissione" e successive modifiche, che definisce le procedure di pianificazione e connessione per lo sviluppo del sistema di trasmissione.

9. Decisione ERE n. 100 del 26.08.2008 "sull'approvazione del Codice operativo di distribuzione" e successive modifiche, che definisce le procedure di pianificazione e connessione per lo sviluppo del sistema di distribuzione.

10. Decisione ERE n. 9 del 21.02.2007, "sulle norme e le procedure per la certificazione dell'energia elettrica generata da FER", che determina norme e procedure specifiche per il rilascio delle garanzie di origine e dei certificati verdi per l'energia prodotta da fonti rinnovabili.

11. Legge n. 8734 dell'01.02.2001 "sulla garanzia della sicurezza operativa degli impianti e dei dispositivi elettrici".

12. Decreto del Consiglio dei Ministri n.

646 del 12.12.2002 "sull'approvazione degli standard e delle condizioni tecniche di progettazione e realizzazione nei settori industriale ed elettrico, che assumono lo status di disposizioni tecniche vincolanti".

La legislazione specifica in materia di ambiente è la seguente:

1. Legge n. 8934 del 05.09.2002 "sulla tutela dell'ambiente", sostituita a gennaio 2013 da due nuove leggi di recente approvazione, n. 10431 del 14.07.2011 "sulla tutela dell'ambiente" e n. 10448 del 14.07.2011 "sui permessi ambientali". In base a tale legge, qualunque costruzione di impianti elettrici è soggetta al rilascio di un permesso ambientale emesso dal Ministero per la gestione dell'ambiente, delle foreste e delle acque o dalla rispettiva Agenzia regionale per l'ambiente.

2. Legge n. 8990 del 23.01.2003 "sulla valutazione dell'impatto ambientale", abrogata nel febbraio 2013 dalla nuova legge di recente approvazione n. 10440 del 07.07.2011. In base a questa legge, prima dell'approvazione di qualunque permesso a costruire per impianti di generazione, trasmissione o distribuzione è necessario provvedere a una valutazione di impatto ambientale (VIA).

3. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 24 del 22.01.2004 "sull'ispettorato per l'ambiente".

4. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 103 del 31.03.2002 "sul monitoraggio ambientale nella Repubblica di Albania".

5. Legge n. 8906 del 06.06.2002 "sulle aree protette".

6. Legge n. 8905 del 06.06.2002 "sulla tutela dell'ambiente marino da inquinamento e altri danni".

7. Legge n. 7875 del 23.11.1994 "sulla tute-

la della fauna selvatica e le attività venatorie”.

8. Legge n. 7623 del 13.10.1992 “sulle foreste e le autorità forestali”.

9. Legge n. 8672 del 26.10.2000 “sulla ratifica della Convenzione di Aarhus in materia di accesso alle informazioni, partecipazione pubblica al processo decisionale e accesso alla giustizia per le questioni legate all’ambiente”.

10. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 16 del 04.01.2012 “sul diritto del pubblico di accedere alle informazioni in materia di ambiente”.

11. Legge n. 9334 del 16.12.2004 “sull’adesione della Repubblica di Albania al Protocollo di Kyoto della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici”.

12. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 1553 del 26.11.2008 “sull’istituzione dell’Autorità nazionale incaricata dell’attuazione e della realizzazione degli impegni di cui al Protocollo di Kyoto”.

### **3.1.2 Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni**

Le disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni sono disciplinate dal quadro normativo seguente:

1. Legge n. 10081 del 23.02.2009 “sulle licenze, le autorizzazioni e i permessi nella Repubblica di Albania”, che istituisce uno sportello unico per tutte le licenze, le autorizzazioni e i permessi rilasciati a beneficio di persone fisiche e giuridiche per lo svolgimento di un’attività di interesse pubblico o per l’impiego di un bene pubblico.

2. Legge n. 10137 del 11.05.2009 “sul-

le modifiche alla legislazione vigente in materia di licenze, autorizzazioni e permessi nella Repubblica di Albania”, che riflette le modifiche apportate alla legislazione vigente in settori specifici interessati dalla legge n.10081 del 23.02.2009.

3. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 538 del 26.05.2009 “sulle licenze e i permessi di competenza del Centro nazionale delle licenze e altre disposizioni regolamentari”.

4. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 529 del 15.08.2007 “sull’approvazione dei criteri e delle procedure di richiesta e approvazione dei permessi a costruire per le linee commerciali di interconnessione”, che stabilisce i criteri di approvazione per una linea di interconnessione elettrica con finanziamento privato.

5. Legge n. 9595 del 27.06.2006 “sull’ispettorato tecnico centrale”, che istituisce l’ispettorato tecnico centrale, competente per le attrezzature elettriche, per l’operatività delle attrezzature sotto pressione e per il mercato dei derivati del petrolio.

### **3.1.3 Problematiche di natura legale e amministrativa**

Di fatto, il sistema legislativo vigente frena e confonde i potenziali investitori, in ragione delle problematiche seguenti:

1. La legge n. 10119 del 23.04.2009 “sulla pianificazione territoriale” e successive modifiche rappresenta il principale strumento legislativo che disciplina la pianificazione del territorio in Albania, con l’obiettivo di determinare i principi, le norme e le procedure generali (com-

prese le responsabilità e le competenze delle istituzioni governative centrali e locali) in materia di pianificazione del territorio. Oltre ai comuni e alle istituzioni preposte alla pianificazione territoriale stabilite dalla relativa Legge, esiste una serie di enti nazionali che hanno la responsabilità di curare dati e piani territoriali pertinenti alla pianificazione del territorio, tra cui:

- a) il Consiglio dei Ministri;
- b) il Consiglio nazionale del territorio;
- c) l'Agenda nazionale per la pianificazione del territorio;
- d) qualunque Ministero ed ente pubblico centrale che ai sensi della legislazione in vigore ha competenze e responsabilità in materia di pianificazione territoriale, o qualunque altro ente subordinato ad esso o al Consiglio dei Ministri cui sono stati delegati o subdelegati incarichi e responsabilità specifici in materia di pianificazione territoriale e controllo dell'ambiente.

2. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 1190 del 13.11.2009 "sull'organizzazione e il funzionamento dell'Agenda nazionale per la pianificazione del territorio".

3. Decreto del Consiglio dei Ministri n. 68 del 15.02.2001 "sull'approvazione degli standard e delle condizioni tecniche per la progettazione e la realizzazione dei lavori edili."

4. Legge n. 8561 del 22.12.1999 "sulle espropriazioni e l'uso temporaneo di proprietà private per finalità di pubblico interesse", che stabilisce i criteri e le procedure per l'espropriazione della proprietà privata per qualunque progetto che sia di pubblico interesse, come ad esempio la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica, compre-

si impianti di generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, impianti di produzione di biocarburanti, ecc.

5. Legge n. 8652 del 31.07.2000 "sull'organizzazione e il funzionamento delle autorità locali" e successive modifiche, che disciplina l'organizzazione e il funzionamento delle autorità locali comprese le specifiche responsabilità delle stesse in materia di regolamentazione territoriale.

Gli enti responsabili per la disseminazione delle informazioni a livello nazionale/regionale/locale sono i seguenti:

**Ministero dell'Energia e dell'Industria (MEI):** ha la responsabilità generale del settore dell'energia. Il MEI è l'istituzione responsabile per lo sviluppo della politica in materia di energia e delle strategie di medio e lungo periodo per il settore. Il MEI ha inoltre responsabilità in materia di valutazione e analisi delle richieste di ottenimento dei diritti di concessione per la costruzione di impianti idroelettrici e per le autorizzazioni per altri tipi di tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili come il vento, la biomassa, il fotovoltaico, ecc.

La missione del Ministero nel settore dell'energia è quella di promuovere uno sviluppo economico stabile e sostenibile attraverso:

- a. Predisposizione, revisione e aggiornamento periodici della Strategia energetica nazionale;
- b. Promozione di EE e FER, compresi SHPP (mini idroelettrico);
- c. Previsione della domanda per le varie fonti di energia;
- d. Promozione degli investimenti privati, nazionali o esteri, nel settore dell'energia, creando un contesto giuridico che incentivi tali investimenti;

e. Sviluppo di riforme di mercato nel settore dell'energia per conseguire gli obiettivi nazionali per l'integrazione con l'UE e lo sviluppo di un mercato elettrico regionale;

f. Redazione delle norme necessarie;

g. Preparazione delle aziende pubbliche operanti nel settore energetico per la privatizzazione.

Il MEI dispone di una serie di istituzioni e agenzie subordinate che hanno precise responsabilità in aree specifiche, quali:

**Agenzia nazionale delle risorse naturali:** si occupa dello sviluppo e della supervisione dello sfruttamento razionale delle risorse naturali in base alle politiche del Governo e del monitoraggio della fase successiva nei settori minerario, degli idrocarburi e idroelettrico.

**Centro nazionale delle licenze:** è un'istituzione pubblica costituita ai sensi di legge con la missione di semplificare le procedure di rilascio di licenze, autorizzazioni e permessi da parte delle autorità pubbliche. Il Centro è progettato per funzionare come sportello unico per tutte le licenze, le autorizzazioni e i permessi rilasciati dalle autorità pubbliche.

**Agenzia di trattamento delle concessioni:** è un dipartimento istituito ai sensi della legge sulle concessioni per supportare la Stazione Appaltante nella valutazione e nella negoziazione delle concessioni in tutte le aree soggette a concessione, compresa l'energia idroelettrica.

**Ispettorato tecnico centrale:** è un'istituzione che ha la responsabilità di tutelare la sicurezza delle persone con riferimento alle merci immesse sul mercato. L'Ispettorato ha la responsabilità di monitorare la sicurezza degli impianti e dei dispositivi elettrici, compresa la si-

curezza delle strutture di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

**Ente regolatore dell'energia (ERE):** è un ente pubblico indipendente responsabile per la regolamentazione delle attività nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. L'ERE è l'ente competente per il rilascio delle licenze per lo svolgimento di attività di generazione, trasmissione, distribuzione, fornitura e commercializzazione di energia elettrica. Ha la responsabilità di approvare i codici di rete che forniscono a tutti i produttori di energia la connessione e l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. L'ERE è inoltre competente per l'approvazione dei Conti Energia per tutti i produttori FER prioritari, comprese le tariffe di accesso per la trasmissione e il distribuzione.

**Ministero dei lavori pubblici e trasporti:** ha la responsabilità di sviluppare politiche sulla pianificazione territoriale e rilasciare licenze per la progettazione, la costruzione, la supervisione e il collaudo delle opere edili. Il Ministero è inoltre responsabile per il rilascio delle licenze professionali per i soggetti coinvolti nella progettazione, supervisione e collaudo delle opere edili.

Consiglio nazionale del territorio (CNT): è l'organo decisionale che ha la responsabilità di promulgare gli atti nazionali di pianificazione, in linea con le disposizioni di legge. Il CNT fa parte del Consiglio dei Ministri ed è gestito dal Primo Ministro. Il Consiglio nazionale del territorio (CNT) ha le seguenti competenze:

a. decide in merito all'approvazione, all'approvazione previa modifica, al rinvio o alla non approvazione degli

atti di pianificazione per il territorio nazionale;

b. decide in merito all'approvazione di decisioni di rilevanza nazionale per le questioni riferite alla pianificazione territoriale;

c. valuta e approva la conformità degli atti a livello locale con gli atti di pianificazione vigenti;

d. incoraggia la redazione di piani territoriali nazionali e locali da parte delle autorità per la pianificazione competenti e garantisce che essi soddisfino gli standard tecnici e procedurali previsti dalla legge.

**Agenzia nazionale per la pianificazione del territorio (ANPT):** è un'istituzione pubblica subordinata al Consiglio dei Ministri che ha le seguenti responsabilità:

a. favorisce il coordinamento orizzontale tra le autorità nazionali in materia di pianificazione territoriale, al fine di armonizzare la gestione delle questioni di rilievo nazionale con riferimento a varie aree e settori, mettendo in comunicazione le autorità competenti e le parti interessate e partecipando alla risoluzione delle controversie tra le stesse;

b. favorisce il coordinamento verticale tra le autorità nazionali per la pianificazione e quelle locali, al fine di armonizzare la gestione delle questioni di rilievo nazionale e locale con riferimento al settore della pianificazione territoriale, mettendo in comunicazione le autorità e le parti interessate e partecipando alla risoluzione delle controversie tra le autorità nazionali e locali e le varie parti interessate;

c. redige e propone, per mezzo del Primo Ministro, gli atti di regolamentazi-

one riferiti alla pianificazione territoriale;

d. offre supporto tecnico ai dipartimenti governativi locali per lo sviluppo di politiche e atti riferiti alla pianificazione e alla gestione urbanistica e al monitoraggio dello sviluppo;

e. sviluppa, fornendo attività di formazione e assistenza diretta, le competenze tecniche e professionali delle autorità di pianificazione nazionali e locali;

f. conduce ricerche e valutazioni in merito agli sviluppi sul territorio e, in base ad esse, suggerisce al Consiglio dei Ministri il miglioramento del sistema legislativo in materia di pianificazione territoriale e strumenti di monitoraggio dello sviluppo, o la necessità di avviare processi di pianificazione o altre misure necessarie;

g. informa il pubblico in merito ai processi di pianificazione, fornisce informazioni e consulenza alle autorità per la pianificazione in merito alle procedure e alle norme riferite ai processi di pianificazione territoriale;

h. redige e pubblica manuali metodologici sulla pianificazione territoriale, progetta e offre programmi di formazione sulla redazione dei documenti di pianificazione;

i. progetta e divulga gli standard tecnici in materia di predisposizione e gestione dei registri;

j. fornisce alle autorità per la pianificazione supporto in merito alle modalità di registrazione e gestione dei dati ivi contenuti, in maniera indipendente, e consulenza sulla loro distribuzione alle parti interessate e sulle procedure consultive;

k. favorisce la cooperazione internazionale nel settore della pianificazione

territoriale.

**Ministero dell'Ambiente (MA):** ha la responsabilità generale in materia di protezione dell'ambiente, delle foreste, cambiamenti climatici e gestione delle acque. Il Ministero è responsabile del rilascio dei permessi ambientali necessari per qualunque progetto che abbia un impatto sull'ambiente, compresi i progetti riguardanti l'energia. Il MA rilascia delle licenze per lo svolgimento della valutazione di impatto ambientale (VIA), secondo procedure specifiche approvate dal Consiglio dei Ministri. Il MA e le Agenzie regionali per l'ambiente sono inoltre responsabili per la revisione delle valutazioni di impatto ambientale svolte dai licenziatari per i diversi progetti.

Il MA è responsabile per le politiche in materia di cambiamenti climatici ed è il punto di riferimento per il Governo albanese per quanto concerne la Convenzione UNFCCC e il Protocollo di Kyoto. Il MA è inoltre l'autorità nazionale designata per i progetti CDM (meccanismi di sviluppo pulito) in base al Protocollo di Kyoto in Albania.

### 3.1.4 Raccomandazioni

Per ridurre o risolvere le problematiche di natura legislativa, procedurale e tecnica sono formulate le seguenti proposte:

1. Il Governo albanese dovrebbe continuare a potenziare il quadro di riferimento e gli investimenti per le energie rinnovabili con l'obiettivo di promuoverne lo sviluppo, assicurando al contempo convenienza per il consumatore di energia.
2. Il Governo albanese dovrebbe garantire la possibilità di sviluppare ulteriormente la risorsa idrica attraverso adeguati investimenti in infrastrutture. Sono essen-

ziali collegamenti con i paesi confinanti, opportuni accordi commerciali e riserve sufficienti per coprire i periodi di scarsa produzione di energia idroelettrica.

3. Lo sviluppo della risorsa eolica deve essere considerato con attenzione alla luce di analisi comparative dei costi, dell'accesso alla rete e della distribuzione.

## 3.2 Italia

### 3.2.1. Quadro normativo

Il Decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 (Gazzetta ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004), che ha introdotto nella legislazione italiana la Direttiva europea 2001/77/CE, definisce gli obiettivi chiave per il mercato interno dell'elettricità, istituendo delle misure specifiche per i vari settori dell'energia (ad eccezione del settore eolico) in riferimento ai processi di autorizzazione e alle campagne di informazione e di comunicazione. Nell'ambito di questo quadro di riferimento, il decreto prevede quanto segue:

- un quantitativo minimo di energia da fonti rinnovabili da immettere nella rete elettrica nazionale;
- l'origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili per una produzione annuale di oltre 100 MWh deve essere dimostrata da specifiche "garanzie di origine";
- il processo di autorizzazione per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili è stato semplificato; nello specifico, le Regioni o le Province autonome rilasciano un'autorizzazione unica

per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili entro 180 giorni (poi ridotti a 90 con il Decreto legislativo n. 28/11);

- le opere di costruzione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili si classificano come "urgenti e indifferibili".

Il Decreto legislativo n. 387/2003 rappresenta il fondamento formale del Decreto ministeriale del 10 settembre 2010 (Gazzetta ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010), definendo le linee guida relative alle autorizzazioni per la costruzione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sulla terraferma.

Per quanto concerne gli impianti offshore destinati a produrre energia da fonti rinnovabili, la Legge n. 244 del 2007 ha stabilito che l'autorizzazione per costruire ed esercire tali impianti deve essere rilasciata dal Ministero dei Trasporti (ora Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti), a seguito di consultazione con il Ministero per lo sviluppo economico e con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, ferma restando la concessione d'uso del Demanio marittimo pubblico da parte dell'autorità marittima competente.

### **3.2.2. Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni**

Nella Circolare n. 40 del 2012, la Direzione generale per i porti del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti intendeva delineare le procedure di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti offshore per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili,

riconoscendo l'opportunità di predisporre delle linee guida strettamente operative per standardizzare gli aspetti amministrativi e procedurali per il rilascio dell'autorizzazione unica e la concessione d'uso della proprietà statale. Ad oggi, tuttavia, non sono note tali linee guida.

La procedura standardizzata per ottenere il rilascio dell'autorizzazione per costruire e utilizzare un impianto eolico offshore da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti è subordinata al preventivo ottenimento della concessione d'uso del Demanio marittimo pubblico. Secondo il disposto dell'Articolo 36 del Codice della navigazione italiano, tale concessione va richiesta all'autorità marittima competente (Capitaneria di porto, Direzione marittima, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti o Autorità portuale) e prevede anche una verifica della conformità del progetto con la legislazione vigente in materia di ambiente.

Nell'ambito di questa procedura di autorizzazione unica rientra inoltre la procedura statale di VIA, che deve essere effettuata ai sensi degli Articoli 6, 19 et seq. del Decreto legislativo 152/2006 e successive modifiche e integrazioni in presenza del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare che infine rilascia l'autorizzazione definitiva di concerto con il Ministero per i beni e le attività culturali.

Estrema importanza riveste il rapporto con GSE S.p.A. (Gestore dei servizi energetici controllato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze), che prevede la redazione di un progetto riferito alla capacità elettrica offshore. Tale progetto deve essere allegato alla richiesta di connessione, che sarà analizzata da

TERNA per l'ottenimento dei requisiti tecnici minimi (RTM) da presentare al Gestore e alle Autorità competenti per richiedere l'autorizzazione per collegare l'impianto alla rete elettrica. Gli RTM vengono accettati dall'investitore, che versa un anticipo sui costi della connessione. Il triennio previsto per la realizzazione del collegamento alla rete decorre a partire da tale data. Il gestore della rete nazionale di distribuzione redige il preventivo per la connessione, ai sensi degli Articoli 6 e 21 della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/ELT 99/08, che viene accettato esplicitamente e definitivamente dal richiedente. Il preventivo deve essere allegato al progetto preliminare che integra la richiesta diretta di ottenimento dell'autorizzazione a costruire e utilizzare un impianto eolico offshore, unitamente ai disegni di progetto, ferma restando la preventiva approvazione del gestore di rete necessaria per rilasciare l'autorizzazione per le opere di connessione dell'impianto alla rete elettrica.

### 3.2.3. Meccanismi di finanziamento

Solamente gli impianti autorizzati possono accedere al sistema delle "aste", disciplinato dal Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 6 luglio 2012, che definisce il sistema di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico (impianti idroelettrici, geotermici, eolici, alimentati a biomasse e biogas). Il periodo di vigenza del decreto sta volgendo al termine e a breve verrà emanato un nuovo decreto che disciplinerà il siste-

ma di accesso agli incentivi per il periodo 2015-2018. Il decreto introduce un sistema di incentivi fisso e non automatico, utilizzando delle tariffe. Gli impianti autorizzati di fatto potranno accedere al meccanismo di incentivazione di cui al decreto a seguito di una procedura competitiva di asta al ribasso. Per garantire la reale qualità del progetto, le aziende che propongono progetti di costruzione di impianti devono fornire una cauzione provvisoria all'atto della registrazione alla procedura d'asta e una cauzione definitiva a seguito della notifica dell'esito positivo dell'asta stessa. Nello specifico, i partecipanti e i progetti che prendono parte alle procedure d'asta devono rispettare i seguenti requisiti minimi:

1. **possesso dell'autorizzazione** o del permesso di concessione, oltre che del preventivo per la connessione redatto dal gestore di rete e definitivamente accettato dal richiedente. Per gli impianti eolici offshore di qualunque capacità e per gli impianti con capacità non superiore a 20MW, il possesso dell'autorizzazione o del permesso di concessione è sostituito da un parere positivo sulla compatibilità ambientale.

2. **solidità finanziaria ed economica** adeguata alle iniziative per le quali si chiede l'accesso ai meccanismi di incentivazione, dimostrata mediante una delle seguenti modalità: dichiarazione di un istituto bancario o intermediario autorizzato ai sensi del Decreto legislativo n. 385 del 1 settembre 1993, che attesti la capacità finanziaria ed economica del soggetto partecipante in relazione all'entità dell'intervento, tenuto conto della redditività attesa del progetto e della capacità finanziaria ed economica del gruppo societario di appartenenza, ovvero, in alter-

nativa, l'impegno del medesimo istituto o intermediario autorizzato a finanziare l'intervento;

3. **capitale sociale** pari almeno al 10% dell'investimento previsto per la realizzazione dell'impianto per il quale si partecipa alla procedura d'asta, convenzionalmente fissato come da Tabella I dell'Allegato 2 al Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 6 luglio 2012 (ossia 2.500.000 EUR/MW per impianti di capacità >5000kW, 2.700.000 EUR/MW per impianti di capacità  $1 < P \leq 5000$  kW);

4. **cauzione provvisoria**, durante la registrazione alla procedura d'asta, pari al 5% del valore del progetto, calcolata in base ai seguenti parametri fissi: 2.500.000 EUR/MW per impianti con capacità >5000kW, 2.700.000 EUR/MW per impianti con capacità  $1 < P \leq 5000$  kW;

5. **cauzione definitiva**, a seguito della notifica di esito positivo dell'asta, a garanzia della reale qualità del progetto, pari al 10% del valore del progetto, calcolata in base ai seguenti parametri fissi: 2.500.000 EUR/MW per impianti con capacità >5000kW, 2.700.000 EUR/MW per impianti con capacità  $1 < P \leq 5000$  kW, da fornire sotto forma di garanzia bancaria di buona esecuzione.

La graduatoria si basa sul metodo dell'"asta olandese", ossia **la tariffa più bassa richiesta per ciascun MWh prodotto**. I partecipanti dovranno proporre una riduzione percentuale rispetto al prezzo base dell'asta. L'offerta minima è pari al -2%, la massima al -30%. La tariffa sarà riconosciuta per un periodo di produzione di 25 anni.

Non sarà riconosciuto alcun valore floor per le iniziative con esito negativo, che saranno escluse dall'incentivo e sa-

ranno invitate a partecipare alle aste successive.

**L'unico parametro considerato ai fini della graduatoria è l'offerta.** Non viene considerato alcun altro sistema o criterio di selezione. In questo senso, il "**contenuto italiano**" del progetto viene tenuto seriamente in considerazione nel corso della procedura di autorizzazione.

### 3.2.4. Problematiche di natura legale e amministrativa

L'intera procedura finalizzata alla realizzazione e all'avvio di un impianto eolico offshore è lunga e complessa, tanto che ad oggi nessuna azienda in Italia è stata in grado di vincere l'asta per la realizzazione di un impianto di questo tipo. Al Ministero dei Trasporti italiano sono state notificate due autorizzazioni ufficiali, datate giugno e settembre 2013<sup>25</sup>.

Il sistema legislativo italiano, che intendeva razionalizzare e semplificare le procedure volte ad autorizzare la costruzione e l'esercizio di un impianto eolico offshore per produrre energia elettrica da fonti rinnovabili, in realtà frena e confonde i potenziali investitori in ragione delle problematiche seguenti:

1. **Pluralità di autorità coinvolte**, spesso incapaci di coordinarsi, che forniscono valutazioni settoriali del progetto in esame esprimendo in molti casi opinioni contraddittorie, confuse o quantomeno insufficientemente motivate. Ne conseguono situazioni di stallo che a loro volta determinano un clima inaccettabile di incertezza in merito all'effettiva durata della procedura di autorizzazione avviata.

2. **L'incertezza delle tempistiche procedurali** frena i potenziali investitori, perché rende poco attendibili le analisi finanziarie del progetto, anche con riferimento all'occupazione. Inoltre accresce i costi di progettazione e sviluppo del progetto e non consente di organizzare efficacemente le soluzioni logistiche marittime per l'installazione e la realizzazione concreta dell'impianto eolico offshore.

3. La procedura per la **Valutazione di impatto ambientale**, obbligatoria ai fini della procedura di autorizzazione unica, comporta delle problematiche perché il confronto tra il Ministero dell'ambiente (che spesso si esprime a favore con riferimento all'impatto ambientale) e il Ministero per i Beni culturali (che invece si esprime sempre a sfavore con riferimento all'impatto paesaggistico) determina impasse risolvibili unicamente appellandosi al Presidente del Consiglio dei Ministri. Infatti, la VIA definitiva deve essere frutto di una collaborazione tra MIBAC-MATTM (Ministero per i beni e le attività culturali e Ministero per l'Ambiente e la tutela del territorio e del mare); in mancanza di accordo, o in caso di incompatibilità tra i pareri dei due Ministeri, il Consiglio dei Ministri esercita il potere di sostituzione o di conciliazione di interessi pubblici contrapposti. Questo comporta un prolungamento dei tempi procedurali, con conseguenze negative sull'intera procedura di autorizzazione unica, pregiudicando anche la fattibilità economica del progetto che nel frattempo, asta dopo asta, concorre per tariffe sempre inferiori.

4. Le motivazioni alla base dei pareri negativi del MIBAC sono l'annullamento significativo e duraturo dell'identità culturale e del paesaggio della costa italiana,

patrimonio interamente protetto; inoltre, le pale eoliche sono percepite come un elemento antropico dissonante e invasivo, con un impatto visivo di disturbo sul paesaggio.

5. La procedura per il rilascio di una concessione d'uso della proprietà statale da parte dell'autorità marittima competente varia in funzione delle Amministrazioni coinvolte nella Conferenza dei servizi e dell'Autorità incaricata. Da tale procedura dovrebbe emergere un parere in merito alla compatibilità dell'impianto offshore con gli usi attuali del tratto di mare per il quale si richiede la concessione (compatibilità con le vie navigabili, con le attività di pesca e maricoltura all'interno dell'area richiesta in concessione). Spesso viene considerato anche l'impatto sul paesaggio, anche se esso dovrebbe invece essere oggetto di una valutazione specifica nell'ambito della procedura di VIA. Questo comporta una duplicazione delle valutazioni, con conseguenze negative sia sulle tempistiche che sui risultati della procedura volta al rilascio della concessione d'uso del Demanio pubblico, e dunque della procedura di autorizzazione unica stessa.

6. Il **rapporto con GSE S.p.A.** (Gestore dei servizi energetici, azienda controllata dal Ministero dell'Economia e delle finanze) con riferimento alla richiesta di ottenimento dei requisiti tecnici minimi (RTM) da sottoporre al Gestore dei servizi energetici e alle Autorità competenti per richiedere un'autorizzazione per connettere l'impianto, prevede il pagamento da parte dell'investitore di un anticipo sui costi - molto elevati - di connessione e un periodo di tempo (3 anni) entro il quale realizzare il progetto di connessione che non risulta in linea con

le tempistiche riferite alla procedura di rilascio dell'autorizzazione unica per la costruzione dell'impianto offshore da parte del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

7. Per quanto concerne **gli incentivi** concessi a seguito di partecipazione all'asta competitiva al ribasso, al fine di garantire la reale qualità del progetto, le aziende che propongono i progetti di costruzione degli impianti sono tenute a fornire una cauzione provvisoria estremamente elevata all'atto della registrazione alla procedura d'asta e una cauzione definitiva altrettanto elevata a seguito della comunicazione di esito positivo dell'asta. Di fatto, considerando che deve essere fornita una garanzia bancaria di valore pari al 5% del valore del progetto (2500EUR/kW) e che la dimensione media di un progetto economicamente sostenibile è pari a circa 150MW (30-50 aerogeneratori), ciascuna garanzia bancaria per la partecipazione a un'asta sfiora i 20 milioni di euro. Questa situazione, caso unico in Europa, rappresenta un deterrente per qualunque azienda che desideri sviluppare dei progetti in Italia. La "reale qualità del progetto" andrebbe verificata a livello tecnico durante la procedura di autorizzazione (ad esempio, se l'azienda ha svolto o meno delle valutazioni geognostiche con campionature, per garantire la compatibilità del fondale marino con un impianto eolico offshore) e non richiesta in sede d'asta mediante garanzia bancaria, che non costituisce prova della competenza tecnica dell'azienda né della reale qualità del progetto. Vale la pena ricordare che questo stesso meccanismo (anche se con valori per Kw dimezzati, 1250 EUR/kW) applicato alle aste onshore si è già rivelato inefficace,

poiché ha consentito ad aziende sprovviste dei requisiti di solidità economica e finanziaria (ma intenzionate a vendere il progetto autorizzato) a prendere comunque parte all'asta, fornendo garanzie bancarie rilasciate in altri paesi (ad esempio in Romania dove i costi sono molto più ridotti, ma la garanzia di escussione è altrettanto bassa). Molte di queste aziende hanno offerto lo sconto massimo al fine di vincere l'asta, con il solo intento di piazzare sul mercato un progetto già tariffato. Con tutta probabilità, con quelle tariffe e considerando il vento, un simile progetto non sarà bancabile né realizzato/costruito; e infatti ad oggi nessuno di detti progetti è stato realizzato, con l'unico risultato di impedire l'accesso all'asta ai progetti bancabili che offrono scontistiche ragionevoli;

8. Difficoltà nell'**individuazione dei siti idonei** per l'installazione dei parchi eolici;

9. Mancanza di **informazioni nella Valutazione di impatto ambientale**, che rende necessario lavoro aggiuntivo per produrre i dati relativi all'impatto visivo, sulla luce, sul rumore, sul turismo, ecc.;

10. Necessità di produrre tutti gli **studi preparatori** (studi sulle attuali modifiche e sugli effetti sulla costa e sul traffico marittimo/attività di pesca);

11. **Difficoltà** di valutare gli **effetti complessivi** nel caso in cui l'area di progetto sia interessata anche dall'impatto prodotto da altri progetti);

12. **Mancanza di indagini specifiche in loco** che esulano dai requisiti (studi sull'impatto degli impianti offshore sulla flora, sulla fauna e sull'avifauna stanziale e migratoria presente nell'ecosistema marino coinvolto);

13. **Difficoltà di condivisione** dei progetti con la comunità interessata;

14. **Elevati costi** di realizzazione ed elevati incentivi statali a favore delle economie estere piuttosto che dell'economia italiana, incentivi che potrebbero essere invece utilizzati per il trasporto, per il risparmio energetico, per la ricerca, per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, ecc.;

15. Analisi **costi/benefici insufficienti o assenti**;

16. Assenza di una procedura specifica volta a calcolare i costi per l'occupazione del tratto di mare. Infatti vengono applicate delle tariffe fisse per qualunque tipologia di occupazione del Demanio pubblico (ad esempio uno stabilimento balneare);

17. Il tratto di mare appartiene al Demanio pubblico e tutte le imposte sono destinate alla Tesoreria dello Stato, senza lasciare nulla alle comunità locali. Questa è una delle ragioni fondamentali per cui i comuni e le comunità locali non accettano i progetti eolici offshore e preferiscono la realizzazione di un progetto onshore.

### 3.2.5. Raccomandazioni

Per ridurre o risolvere le problematiche di natura legislativa, procedurale e tecnica sono formulate le seguenti proposte:

1. Stabilire tempistiche definite per il completamento delle procedure di autorizzazione;

2. Differire i pagamenti previsti per le indagini di VIA e per l'accettazione degli RTM dopo la chiusura dell'ultima fase

decisionale della procedura di autorizzazione unica, al fine di velocizzare la procedura stessa;

3. Ridurre i costi elevati del processo di VIA, attualmente commisurati con l'entità e la capacità dell'impianto, poiché non è sempre vero che un impianto che ha costi più elevati necessariamente produce un analogo quantitativo di energia, dal momento che la fonte di energia (il vento) non ha una disponibilità costante;

4. Ridurre gli importi cauzionali durante la fase d'asta, dal momento che la "reale qualità del progetto" dovrebbe essere verificata durante la procedura di autorizzazione;

5. Ottenere una valutazione della qualità e della fattibilità del progetto durante la procedura unica, con riferimento anche alla possibilità di avvalersi di servizi offerti da industrie vicine al sito dell'impianto;

6. Concordare con TERNA la capacità di connessione massima per le singole aree locali idonee, al fine di prevenire speculazioni e sovrapposizioni di richieste per un'unica area;

7. Istituire un protocollo applicabile nella procedura di rilascio della concessione d'uso del Demanio pubblico, così da standardizzare la procedura in tutta Italia. Sarebbe inoltre opportuno versare parte della tariffa corrisposta a tal fine alle Autorità locali competenti per il territorio adiacente al tratto di mare in concessione, per evitare conflitti con le comunità interessate dall'installazione di un impianto offshore;

8. Individuare già nelle prime fasi del processo le aree idonee alla costruzione di impianti eolici offshore tramite una Valutazione ambientale strategica di portata nazionale, all'interno del piano

nazionale da predisporre ai sensi della Direttiva PSM (Direttiva 2014/89/UE) o nel programma strategico per lo sfruttamento dell'energia eolica in mare, oppure tramite una VAS contenuta nei Piani strategici statali, interregionali o regionali per i parchi eolici offshore oppure nei Piani paesaggistici regionali, nel caso in cui prevedano specifici criteri locali per i parchi eolici offshore;

9. Semplificare il sistema di autorizzazione per tutti i progetti eolici offshore, nei casi in cui le considerazioni relative agli impatti sull'ambiente e sul paesaggio siano già state valutate in sede di VAS, raggruppando tutte le autorizzazioni nella concessione per il Demanio marittimo pubblico ai fini di velocizzare l'attuazione del progetto offrendo comunque le stesse garanzie alle amministrazioni pubbliche e ai cittadini;

10. Classificare le controversie relative ai progetti eolici in mare in base al contesto, in modo da evitare appelli illeciti e ridurre la durata delle procedure;

11. Garantire che le tariffe previste dal

progetto per occupare il tratto di mare siano condivise con le comunità (i comuni effettivamente interessati dal progetto per quel che riguarda l'impatto visivo o il passaggio dei cavi di connessione con Terna);

12. Definizione obiettiva dell'impatto visivo (calcolo delle distanze minime, determinazione di un valore paesaggistico obiettivo da assegnare alle zone utilizzate maggiormente) al fine di ottenere valutazioni obiettive e comparabili.

## 3.3 Montenegro<sup>26</sup>

### 3.3.1 Quadro normativo

Nel rispetto degli impegni presi, il Montenegro sta realizzando delle riforme nel settore dell'energia, sotto il profilo legale, di regolamentazione, istituzionale e organizzativo. Infatti nel 2010 il paese ha adottato la Legge sull'energia (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 28/10) che ha introdotto dei cambiamenti di rilievo nel settore con particolare riferimento alle fonti di energia rinnovabili e definisce le attività correlate al settore dell'energia e le condizioni e i metodi per svolgerle, con l'obiettivo di offrire agli utenti finali una fornitura di energia di qualità ed efficiente. La legge è stata armonizzata con la Direttiva 2001/77/CE, come previsto dal Trattato che istituisce la Comunità dell'energia. Pur esente dall'obbligo di agire in tal senso, il Montenegro ha sfruttato questa opportunità per promuovere l'uso delle fonti di energia rinnovabili ed ha attuato la Direttiva 2009/28/CE nei settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento.

### 3.3.2 Disposizioni in materia di licenze e autorizzazioni

In conformità con la Legge sull'energia, il Montenegro ha pubblicato nel 2010 il "Codice sui criteri per il rilascio dei permessi energetici, sui contenuti di una richiesta e sulla registrazione dei permessi energetici" (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 49/10), che definisce

i criteri e il processo per il rilascio dei permessi energetici per la costruzione e la ricostruzione degli impianti di produzione di energia.

Quello del permesso energetico è un concetto nuovo, introdotto dalla Legge sull'energia: grazie ad esso, gli impianti di produzione di energia che si avvalgono di risorse statali e che hanno una capacità installata inferiore ad 1MW, così come gli impianti che non si avvalgono di risorse pubbliche, possono ricevere direttamente l'autorizzazione, senza lunghe procedure di appalto pubblico. Il permesso viene rilasciato dal Ministero dell'Economia.

Allo stato attuale non esistono parchi eolici offshore e sono state inoltrate le richieste per procedure di realizzazione di parchi eolici onshore. Le procedure di autorizzazione sono costituite da più fasi: innanzitutto è necessario ottenere l'autorizzazione per la misurazione del potenziale eolico secondo quanto disposto dal "Codice sui requisiti specifici delle persone giuridiche per effettuare misurazioni e mappare il potenziale delle fonti di energia rinnovabili (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 28/11)". L'autorizzazione ha una validità di 24 mesi. I risultati della misurazione del potenziale eolico (durata fino a 24 mesi) vengono consegnati al Ministero dell'Economia e sulla base di questi il Ministero decide se procedere con la pubblicazione di un bando di gara per la concessione demaniale e la costruzione di un parco eolico.

La realizzazione dei parchi eolici e la relativa procedura di autorizzazione è stata regolamentata nel 2009 dal Decreto sui parchi eolici (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 27/10), basato sulla vecchia Legge sull'energia del 2003.

Nello specifico, l'Istituto idrometeorologico del Montenegro da oltre 20 anni effettua per finalità proprie delle rilevazioni sistematiche dei parametri meteorologici, compresi i parametri del vento, in una serie di zone (stazioni meteorologiche). I dati vengono rilevati in punti situati in aree urbane (soprattutto città) e in zone pianeggianti. I numerosi dati ottenuti e analizzati in questo modo sono impiegati soprattutto per le varie analisi e i diversi studi condotti a cura dell'Istituto idrometeorologico.

Sulla base di tali dati non risulta possibile specificare con maggior precisione tutte le micro zone in cui la velocità del vento risulta soddisfacente; ad ogni modo i dati possono essere usati per circoscrivere, pur con una certa approssimazione, l'area in cui ricercare le zone con un potenziale eolico di alta qualità. Stando alle precedenti ricerche e ai dati ottenuti dalle stazioni meteorologiche, le zone potenzialmente idonee alla produzione di energia eolica sono quelle intorno alla città di Niksic, i passi montani sopra il livello del mare e l'area costiera.

Sulla base dei risultati dello Studio CET-MA, nel periodo 2008-2009 il Montenegro ha rilasciato quattro licenze per la misurazione del potenziale eolico senza diritti esclusivi sull'area per alcune zone geografiche specifiche del paese. Due aziende beneficiarie delle licenze hanno presentato al ministero competente per l'energia nel 2009 le proprie misurazioni, analisi e soluzioni tecniche potenziali. Considerando i risultati delle misurazioni, il parere del ministero competente per la pianificazione territoriale e l'ambiente e il parere del gestore del sistema di trasmissione, nel mese di dicembre 2009 sono stati annunciati degli appalti pubb-

lici per due zone specifiche e sono stati selezionati gli investitori.

Il prezzo dell'elettricità per questi due parchi eolici è stato definito dal Codice sulla Metodologia di calcolo del prezzo di acquisto/FiT dell'elettricità prodotta dai parchi eolici del 2010 (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 27/10). Tale Codice definisce il metodo per calcolare il prezzo di acquisto dell'energia elettrica generata dagli impianti eolici, determinato sulla base del costo effettivo comprensivo dei costi di investimento e di manutenzione e gestione degli impianti eolici: il prezzo di acquisto è stato fissato per 12 anni a 95,99 EUR/MWh, prevedendo un adeguamento annuale per l'inflazione. Il Codice e il Decreto sui parchi eolici si basavano sulla vecchia Legge sull'energia.

Il Codice è stato sostituito dal nuovo Decreto sul sistema tariffario per la determinazione dei prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e la cogenerazione ad alta efficienza (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 52/11 e 28/14) che è entrato in vigore e sarà applicabile a tutti i nuovi parchi eolici.

Le due zone designate per i parchi eolici (per cui sono stati sottoscritti i contratti per la concessione demaniale e la costruzione e sono stati ottenuti i relativi permessi) sono Mozura, con una capacità stimata pari a 46 MW e una generazione annua pari a circa 106 GWh, e Krnovo, con una capacità installata stimata pari a 72 MW (produzione annua pari a circa 165 GWh). Oltre a queste due zone, dal 2020 in poi saranno introdotti diversi altri impianti eolici per i quali non è ancora stata definita una collocazione precisa, così che la generazione annua dai nuovi impianti eolici (oltre a quelli già appalta-

ti) entro il 2020 risulterà pari a circa 60 GWh (26 MW) ed entro il 2030 a circa 165 GWh (72 MW).

Ai sensi della Legge sull'energia, il Governo montenegrino ha promulgato nel 2011 anche il Decreto sull'acquisizione dello status e sul mantenimento dei diritti di produttori privilegiati di energia elettrica (Gazzetta ufficiale del Montenegro n. 37/11 e 28/14), che definisce i gruppi di fonti di energia rinnovabili per i quali si può richiedere l'acquisizione dello status di produttore privilegiato e che hanno pertanto diritto all'incentivo. Il decreto definisce inoltre la documentazione necessaria per presentare richiesta, i diritti del produttore privilegiato e la decadenza dello status. Nel medesimo strumento è compreso anche il Decreto sull'emissione, il trasferimento e la revoca delle garanzie di origine, che definisce i soggetti principali e le procedure di emissione, trasferimento e cancellazione delle garanzie di origine nonché il relativo contenuto. Esse vengono rilasciate dall'Agenzia di regolamentazione dell'energia che ha adottato nel 2013 una normativa (Norme in materia di contenuto e modalità di gestione del Registro delle garanzie di origine) che definisce in maniera precisa il funzionamento del Registro delle garanzie di origine.

Per quanto concerne il caso specifico dell'installazione di parchi eolici, attualmente non sussistono divieti territoriali specifici che ne impediscano la costruzione. Tuttavia in Montenegro, per ottenere il permesso a costruire è necessario disporre di un permesso ecologico basato sulla valutazione di impatto ambientale comprendente uno studio di 12 mesi sull'avifauna.

### 3.3.3 Problematiche di natura legale e amministrativa

Un ovvio ostacolo alla realizzazione degli impianti eolici offshore è la mancanza di un iter legislativo tramite cui viene rilasciato il permesso a costruire. La legislazione in materia, se presente, non risulta opportunamente applicabile a una tecnologia nuova come l'eolico offshore.

Nel rispetto degli obblighi assunti, il Montenegro sta realizzando delle riforme nel settore dell'energia, sotto il profilo legale, di regolamentazione, istituzionale e organizzativo. Per quanto concerne l'energia eolica offshore, rimane ancora molto da fare.

I problemi correlati alle problematiche autorizzative non interessano solo il settore dell'energia eolica offshore. Il fatto che il quadro normativo e le procedure stabilite siano spesso scritte con riferimento ad applicazioni onshore e non ad impianti offshore rappresenta un'ulteriore complicazione. Le parti interessate in genere percepiscono come un ostacolo significativo il fatto che le leggi o i regolamenti sul processo e/o i criteri per l'ottenimento dei consensi e di altre autorizzazioni, licenze o concessioni per lo sviluppo del progetto manchino di chiarezza o siano addirittura inesistenti.

### 3.3.4 Raccomandazioni

È importante che, per quanto possibile, l'eolico offshore possa sfruttare gli insegnamenti tratti dalle esperienze passate nel settore eolico e in altri, per evitare di ripetere gli stessi errori.

Guardando al futuro, il passaggio dell'eolico ad applicazioni offshore getterà le basi per l'uso di altre fonti di energia marina rinnovabile, come ad esempio l'energia maremotrice e quella del moto ondoso, condividendo esperienze reciprocamente utili. È possibile individuare alcuni principi generali che possono fungere da guida per approcciare questioni più specifiche.

- I benefici della condivisione delle informazioni sono assodati. Risulta altresì utile:
- Mantenere e promuovere dei database di dati pronti all'uso, con informazioni riassuntive (abstract) in inglese.
- Promuovere l'organizzazione di tirocini per la creazione di competenze all'interno delle agenzie governative.

Monitorare e analizzare i progressi.

Quando si parla di ambiente, il principio precauzionale prevede che laddove gli effetti siano ignoti, ma potenzialmente dannosi, la decisione in merito all'opportunità o meno di procedere debba essere ponderata a favore della tutela ambientale, ossia evitare il rischio di danni irreversibili. Tale principio viene spesso citato per promuovere la necessità di frenare lo sviluppo nel caso in cui l'impatto sull'ambiente sia ignoto.

Nel caso dell'eolico offshore e di altre tecnologie ecologiche, sia la decisione di procedere che quella di non procedere avranno effetti sull'ambiente. Potrebbe verificarsi il caso in cui gli effetti dello sviluppo a livello locale sono incerti ma sono invece certi gli effetti di una mancata riduzione dell'impatto globale derivante dall'uso dell'energia. Dunque, in un caso simile, il principio precauzio-

nale non prevede di frenare lo sviluppo a fronte dell'incertezza. Piuttosto, prevede di garantire che vengano messi in atto dei provvedimenti responsabili contro il cambiamento climatico, e che gli sviluppi necessari di conseguenza vengano portati a termine in maniera sostenibile.

## 4

## CONCLUSIONI E SUGGERIMENTI

Sulla base degli studi descritti nel presente WP, possono essere tratte alcune conclusioni relative allo sviluppo dell'eolico offshore nel mare Adriatico. Di seguito vengono fornite alcune raccomandazioni finalizzate a semplificare lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili offshore:

- Effettuare una pianificazione dello spazio marittimo (PSM) secondo il disposto della Direttiva 2014/89/UE, che consentirà di definire le aree idonee o non idonee alla realizzazione di parchi eolici offshore e offrirà alle parti interessate maggiori certezze sulla redditività degli investimenti;
- Oltre alla procedura di tipo aperto, sviluppare una procedura unificata per la pianificazione territoriale riferita all'energia eolica offshore tramite un processo di appalto centralizzato;
- Individuare un'autorità nazionale responsabile per la pianificazione riferita all'energia eolica offshore a livello statale in accordo con le

autorità regionali;

- Selezionare l'aggiudicatario dell'appalto attraverso una gara secondo i criteri del beauty contest;
- Migliorare/istituire anche un quadro di riferimento PSM transfrontaliero per gestire l'impatto delle attività umane da una prospettiva unica al fine di definire obiettivi comuni, usi compatibili e misure di mitigazione, oltre alle nuove tecnologie per l'eolico offshore appropriate per gli sviluppi in mare aperto su larga scala (turbine eoliche galleggianti);
- Applicare alla PSM la Direttiva 2001/42/CE sulla Valutazione ambientale strategica (VAS) per individuare al meglio gli utilizzi del mare nel rispetto dei vincoli ambientali di rilievo;
- Ottimizzare il processo di autorizzazione definendo uno sportello unico e delle procedure commisurate alla portata del progetto;
- Individuare un'autorità nazionale che sia l'unica responsabile per il coordinamento di varie procedure amministrative, in accordo con le autorità regionali;
- Definire una tariffa di trasmissione per la connessione alla rete, che ridurrebbe gli anticipi e il rischio finanziario a carico dello sviluppatore<sup>27</sup>. Inoltre, un approccio centralizzato per la rete offshore offrirebbe un vantaggio in termini di scala e coordinamento tagliando i costi del collegamento dei parchi eolici offshore alla terraferma, rispetto all'uso di collegamenti singoli. Infatti l'opportunità di condividere le strutture per la trasmissione gioca a favore della riduzione del costo relativo alla rete

- onshore;
- Redigere delle linee guida chiare per le procedure di autorizzazione e per definire il rapporto con la legislazione europea sull'ambiente;
- Potenziare la cooperazione tra i paesi. In questo modo l'investitore nell'eolico avrebbe la possibilità di esportare l'energia prodotta in paesi diversi, dove il prezzo di mercato è superiore. Nel caso in cui il parco eolico non stia generando energia (o stia generando energia in misura minore rispetto alla capacità), l'energia potrebbe essere trasmessa da un paese all'altro. La capacità di trasferire l'energia elettrica dai paesi che ne producono in eccedenza a quelli che non ne hanno a sufficienza diverrà sempre più importante con la sempre maggiore diffusione delle fonti rinnovabili intermittenti<sup>28</sup>;
- Definire un programma di sostegno finanziario trasparente e ben definito. Una possibilità potrebbe essere quella del Conto Energia (FiT), definito tramite appalto. In questo modo, gli sviluppatori di progetti OWE dovrebbero presentare offerte per ottenere il diritto di sviluppare il progetto. L'autorizzazione, e non solo il sostegno finanziario, dovrebbe essere concessa all'offerta più competitiva determinata da un sistema di punteggio che comprende non solo il FiT più basso proposto, ma anche altri aspetti quali la creazione di posti di lavoro o l'impatto sull'ambiente. Poiché tutti i costi salgono significativamente con l'aumento della distanza dalla terraferma e della profondità delle acque, i documenti di gara dovrebbero tenere in considerazione la collocazione

geografica.

Oltre alle raccomandazioni precedentemente esposte, dal momento che ciascuno Stato costiero dispone del potere legislativo solo sulle proprie acque territoriali (fino a 12 miglia nautiche dalla costa), è necessario anche valutare e istituire un quadro di riferimento procedurale per l'OWE al di fuori delle acque territoriali.

La Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS), denominata anche Convenzione sulla legge del mare o Trattato sulla legge del mare, garantisce a uno Stato costiero il diritto di determinare la Zona economica esclusiva (ZEE) per le acque in cui gode di "diritti sovrani".

Una zona economica esclusiva (ZEE) è una porzione di mare sulla quale uno stato vanta diritti speciali in riferimento allo sfruttamento e all'uso delle risorse marine, compresa la produzione di energia dall'acqua e dal vento.

La zona economica esclusiva non può estendersi oltre 200 miglia nautiche dalla linea di base dalla quale viene misurata l'ampiezza del mare territoriale.

Vale la pena sottolineare che non tutte le raccomandazioni risultano appropriate per ciascuna autorità di pianificazione e autorizzazione nazionale; alcune raccomandazioni potrebbero dunque non essere applicabili a tutti i paesi. Le procedure di pianificazione e autorizzazione potrebbero essere strutturate in modo diverso nella legislazione e messe in pratica in maniera differente. Ad ogni modo, si raccomanda a tutte le autorità di pianificazione e autorizzazione di tenere in considerazione le linee guida nell'ambito delle proprie procedure di pianificazione e autorizzazione.

## Note

- 1 <http://www.adriatic-ionian.eu/>
- 2 <http://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/>
- 3 [http://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/maritime\\_spatial\\_planning/](http://ec.europa.eu/maritimeaffairs/policy/maritime_spatial_planning/)
- 4 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32001L0042>
- 5 <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/>
- 6 <http://www.eea.europa.eu/>
- 7 <http://www.ewea.org/policy-issues/offshore/>
- 8 <http://www.powered-ipa.it/the-powered-project/>
- 9 Offshore Wind Power - Danish Experiences and Solutions - Pubblicato dall'Autorità danese per l'energia, ottobre 2005
- 10 Deloitte (2011). Analysis on the furthering of competition in relation to the establishment of large offshore wind farms in Denmark. Summary. Ministero per il Clima e l'Energia danese, 28 aprile 2011
- 11 Sito web dell'Autorità danese per l'Energia, <http://www.ens.dk>
- 12 Analysis on the furthering of competition in relation to the establishment of large off-shore wind farms in Denmark. Background report 1: Analysis of framework conditions in key EU countries. Ministero per il Clima e l'Energia danese, 28 aprile 2011.
- 13 Offshore wind energy policies and their effects: Experiences in Denmark and the UK and prospects for the Netherlands E.H.M. Mast1, G.A.M. van Kuik, M.B. Zaaier Wind Energy Research Group, DUWIND, TUDelft.
- 14 UE, DG Energia (2008)- New and Renewable Energy Sources, Energy Efficiency & Innovation Regulatory Policy & Promotion of Renewable Energy Sources EU Action to promote Offshore Wind Energy Report on the Public Consultation, aprile-giugno 2008.
- 15 Se la generazione e la trasmissione sono entrambe proprietà della stessa azienda, deve essere nominato un gestore del sistema di trasmissione totalmente indipendente per garantire che il sistema di trasmissione non venga gestito in maniera lesiva della concorrenza.
- 16 Green R. e Vasilakos N. (2011). The Economics of Offshore Wind. Energy Policy 39 (2) 492-502.
- 17 POWERED, WP 5 - Relazione finale.
- 18 Micheli F, Halpern B.S., Walbridge S., Ciriaco S., Ferretti F, Frascchetti S., Lewison R., Nykjaer L., Rosenberg A.A. (2013) Cumulative human impacts on Mediterranean and Black Sea marine ecosystems: Assessing current pressures and opportunities. PLoS ONE 8(12) e79889
- 19 L'interazione tra domanda e offerta determina poi il prezzo del certificato verde.
- 20 Clifford Chance (20 luglio 2012). The new incentive system for wind farms, hydropowered plants, biomass and biogas plants. Moving away from Green Certificates towards feed-in tariffs and premia. Briefing note.
- 21 <http://www.offshore-windenergie.net/en/politics/eeg-remuneration.>
- 22 Deloitte (2011). Analysis on the furthering of competition in relation to the establishment of large offshore wind farms in Denmark. Summary. Ministero per il Clima e l'Energia danese, 28 aprile 2011
- 23 T. Prassler, J. Schaechtele. Comparison of the financial attractiveness among prospective offshore wind parks in selected European countries. Energy Policy 45 (2012)86–101. KPMG, 2010. Offshore Wind in Europe—2010 Market Report. Ernst & Young, 2011. Renewable Energy Country Attractiveness Index. N° 30.
- 24 Artran Leskoviku, Technical Coordinator Bll. "Vasil Shanto", Albania, 26 gennaio 2015.
- 25 [http://www.mit.gov.it/mit/site.php?p=cm&o=cl&f\\_metodo=rs&autoCompleteTextField=offshore&btnCerca=cerca](http://www.mit.gov.it/mit/site.php?p=cm&o=cl&f_metodo=rs&autoCompleteTextField=offshore&btnCerca=cerca)
- 26 Progetto POWERED – WP 3 – Attività 3.2, 3.3, 3.4 Stato dell'arte sulle politiche in materia di regolamentazione, ambiente ed energia; rivisto e aggiornato dal Montenegro, gennaio 2015 e Dunja Bulajic, Ministero dell'Economia del Montenegro, Settore energia, 21 gennaio 2015.
- 27 Offshore wind energy policies and their effects: Experiences in Denmark and the UK and prospects for the Netherlands E.H.M. Mast1, G.A.M. van Kuik, M.B. Zaaier Wind Energy Research Group, DUWIND, TUDelft.
- 28 Green R. e Vasilakos N. (2011). The Economics of Offshore Wind. Energy Policy 39 (2) 492-502.



