

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)



PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152
30030 - Maerne di Martellago - Venezia - Italy
tel 041.3642511 - fax 041.640481
sinergospa.com - info@sinergospa.com
Numero di commessa interno progettazione: 20032



Tenproject Srl - via De Gasperi 61
82018 S. Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 437114 - f +39 0824 49315
tenproject.it - info@tenproject.it

Progettista :
Ing. Nicola Forte



Ingegneria Progetti Srl - via della Libertà 97
90143 - Palermo (PA)
t +39 091 640 5229
prioio@ingegneriaprogetti.com
pupella@ingegneriaprogetti.com

Consulenti
per TENPROJECT

N° COMMESSA

1443

**NUOVO PARCO EOLICO "BORGO CHITARRA"
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAFANI
COMUNI DI MAZARA DEL VALLO MARSALA**

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

CODICE ELABORATO

PD.A.SIA01

NOME FILE
1443-PD_A_SIA01_REL_r00

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	Marzo 2021	PRIMA EMISSIONE	AMT	PM	NF

INDICE

CAPITOLO 1	2
1. INTRODUZIONE	2
1.1 Premessa	2
1.2 La proposta di progetto della Repower Renewable SPA.....	2
1.3 La V.I.A. degli impianti eolici in Sicilia, in Italia e la proposta di progetto.....	2
1.4 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione.....	2
CAPITOLO 2	4
2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	4
2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Sicilia.....	4
2.1.1 <i>Le direttive della comunità europea</i>	4
2.1.2 <i>Il quadro normativo nazionale</i>	4
2.1.3 <i>Normativa Regionale</i>	5
2.1.4 <i>La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto</i>	5
2.2 La politica e la pianificazione energetica	6
2.2.1 <i>La normativa di settore</i>	6
2.2.2 <i>L'unione europea e le politiche energetiche</i>	8
2.2.3 <i>Ambito nazionale</i>	9
2.2.4 <i>La politica energetica della Sicilia</i>	13
2.2.5 <i>Il contributo dell'impianto eolico di progetto</i>	14
2.2.6 <i>Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali</i>	14
2.2.7 <i>Burden Sharing</i>	15
2.3 Paesaggio e patrimonio storico culturale.....	16
2.3.1 <i>Il Codice dei Beni Culturali</i>	16
2.3.2 <i>Il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale della Regione Sicilia</i>	17
2.4 Patrimonio floristico, faunistico e aree protette.....	18
2.4.1 <i>Aree Naturali protette</i>	18
2.4.2 <i>Zone Umide di Interesse Nazionale</i>	18
2.4.3 <i>Rete Natura 2000</i>	18
2.4.4 <i>Aree IBA</i>	18
2.4.5 <i>Piano Faunistico Venatorio</i>	18
2.5 Tutela del territorio e delle acque	19
2.5.1 <i>Piani stralcio per l'Assetto Idrogeologico</i>	19
2.5.2 <i>Vincolo Idrogeologico</i>	19
2.5.3 <i>Aree percorse dal fuoco</i>	19
2.5.4 <i>Piano Regionale AIB</i>	19
2.5.5 <i>Vincolo Sismico</i>	19
2.5.6 <i>Piano Tutela delle acque</i>	20
2.5.7 <i>Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni</i>	20
2.5.8 <i>Concessioni minerarie</i>	20
2.5.9 <i>Normativa sui rifiuti</i>	20
2.5.10 <i>Gestione delle Terre e Rocce da Scavo</i>	20
2.6 Piano Regionale dei Trasporti	21
2.7 Pianificazione Comunale.....	21
2.7.1 <i>Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Mazara del Vallo</i>	21
2.7.1 <i>Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Marsala</i>	21
2.7.2 <i>Piano comunale di Protezione civile del Comune di Mazara del Vallo</i>	21
2.8 Tutela della salute	21
2.8.1 <i>Inquinamento acustico</i>	21
2.8.2 <i>Inquinamento elettromagnetico</i>	22
2.8.3 <i>Sicurezza volo a bassa quota</i>	23
2.9 Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010.....	23
2.10 Compatibilità con il Decreto Presidenziale del 10 ottobre 2017	24
CAPITOLO 3	25
3. SINTESI CORENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE	25

CAPITOLO 1

1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa

La presente relazione rappresenta il cosiddetto “QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al progetto di realizzazione di un impianto eolico costituito da otto aerogeneratori da installare nel comune di Mazara del Vallo (TP) e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Marsala (TP).

Il presente QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Esso comprende:

- La descrizione degli strumenti pianificatori in cui è inquadrabile il progetto;
- La descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori rispetto all'area di localizzazione, in particolare con le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell'opera, i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti;
- La descrizione e la coerenza del progetto con Piani regionali e nazionali di settore.

1.2 La proposta di progetto della Repower Renewable SPA

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto eolico costituito da otto aerogeneratori della potenza di 6,00 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 48 MW, da installare nel comune di Mazara del Vallo (TP) in località “Borgo Chitarra” e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Marsala (TP).

Proponente dell'iniziativa è la società Repower Renewable SpA.

Gli aerogeneratori sono collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato (detto “cavidotto interno”). A partire dalla Torre A08 è prevista la posa di un cavidotto in media tensione interrato (detto “cavidotto esterno”) per il collegamento dell'impianto eolico con la sottostazione di trasformazione e consegna 30/220 kV di progetto (in breve SE di utenza) prevista in agro di Marsala (TP). Il cavidotto sia interno che esterno segue per la quasi totalità strade e piste esistenti, e solo per brevi tratti si sviluppa su terreni.

La SE di utenza sarà realizzata all'interno di un'area in condivisione con altri produttori e che costituisce anch'essa opera di progetto. La SE di Utenza sarà composta da uno stallo a 220KV, un apparato di trasformazione da 30/220KV, una cabina contenente apparecchiature e quadri elettrici in MT a 30KV ed un sistema di accumulo (BESS) costituito da 5 unità di trasformazione della capacità di 2,5 MW cadauna e da 5 unità di accumulo della capacità energetica di 2,5MWh estensibili fino a 4,5MWh cadauna.

Dallo stallo condiviso previsto all'intero dell'area comune ad altri produttori, si sviluppa un cavo AT interrato a 220 kV che collegherà in antenna il “condominio di connessione” con l'adiacente Stazione Elettrica di Smistamento a 220 kV denominata “Partanna 2”,

attualmente in fase di costruzione con inserimento in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Fulgatore - Partanna”.

Per la connessione dell'impianto eolico di Borgo Chitarra è prevista la realizzazione delle seguenti opere di rete anch'esse parte del presente progetto:

- L'ampliamento della SE esistente 220 kV di Partanna;
- L'elettrodotto RTN a 220 kV per il collegamento tra la costruenda SE “Partanna 2” e il suddetto ampliamento della SE 220 kV di Partanna.

Completano il quadro delle opere da realizzare una serie di adeguamenti temporanei alle strade esistenti necessari a consentire il passaggio dei mezzi eccezionali di trasporto delle strutture costituenti gli aerogeneratori. In fase di realizzazione dell'impianto sarà necessario predisporre due aree logistiche di cantiere con le funzioni di stoccaggio materiali e strutture, ricovero mezzi, disposizione dei baraccamenti necessari alle maestranze (fornitore degli aerogeneratori, costruttore delle opere civili ed elettriche) e alle figure deputate al controllo della realizzazione (Committenza dei lavori, Direzione Lavori, Coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, Collaudatore).

La proposta progettuale presentata è stata sviluppata in modo da ottimizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, limitare al minimo gli impatti ambientali e paesaggistici e garantire la sostenibilità ambientale dell'intervento.

1.3 La V.I.A. degli impianti eolici in Sicilia, in Italia e la proposta di progetto

La Regione Sicilia con il decreto dell'Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente n.295/GaS del 28/06/2019, ha emanato le direttive per la corretta applicazione delle procedure di Valutazione Ambientale dei progetti. Tali direttive sono fornite dall'Allegato A del suddetto decreto.

Il D.Lgs. 152/2006 da disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti.

Il D.Lgs n.152/2006 è stato aggiornato e modificato più volte. In particolare, recentemente è entrato in vigore il **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104** che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Il Decreto introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile. Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.:

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli*

impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006;

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW, qualora disposto dall'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 19, rientrano nell'allegato III alla parte seconda del DLgs 152/2006 (lettera c-bis) sono sottoposti a VIA regionale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW rientrano nell'allegato IV alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 lettera d) sono sottoposti a procedura di screening ambientale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006.*

L'impianto eolico proposto presenta una potenza complessiva pari a 48 MW (superiore alla soglia di 30 MW), pertanto secondo quanto stabilito dal D.Lgs 152/2006 (come modificato dal DLgs 104/2017), sarà sottoposto a VIA statale.

1.4 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto in ossequio a quanto richiesto dalla normativa regionale e nazionale in materia ambientale; illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni spaziali e territoriali che si stabiliscono tra l'opera e il contesto paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato in tre parti:

- **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO** nel quale vengono elencati i principali strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale, attraverso i quali vengono individuati i vincoli ricadenti sulle aree interessate dal progetto in esame verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge.
- **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE** nel quale vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche.
- **QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE** nel quale sono individuati e valutati i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell'opera; viene resa la valutazione degli impatti cumulativi; si dà conto della fattibilità tecnico-economica dell'intervento e delle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione

e compensazione previste per l'attenuazione degli impatti negativi.

Come indicato in premessa, la presente relazione rappresenta il quadro di riferimento programmatico del SIA.

CAPITOLO 2

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Sicilia

2.1.1 Le direttive della comunità europea

La Valutazione d'Impatto Ambientale è nata negli Stati Uniti nel 1969 con il National Environment Policy Act (NEPA) anticipando di quasi 10 anni il principio fondatore del concetto di Sviluppo Sostenibile definito come "uno sviluppo che soddisfi le nostre esigenze d'oggi senza privare le generazioni future della possibilità di soddisfare le proprie", enunciato dalla World Commission on Environment and Development, Our Common Future, nel 1987. In Europa tale procedura è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) quale strumento fondamentale di politica ambientale.

La direttiva europea VIA ha anticipato molti e importanti cambiamenti avvenuti all'interno dell'Unione Europea (UE). Il primo è l'Atto Unico Europeo del 1986 che, insieme al trattato di Maastricht del 1992, ha introdotto i più importanti principi della politica ambientale europea, rendendoli un tema centrale delle politiche comunitarie in tutti i settori. La direttiva ha altresì introdotto e stabilito i contenuti che il proponente doveva presentare la valutazione ambientale dell'opera che intendeva realizzare.

Nel settembre 1996 veniva emanata la **Direttiva 96/61/CE**, che modificava la Direttiva 85/337/CEE introducendo il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), al fine di conseguire un livello adeguato di protezione dell'ambiente nel suo complesso, e introduceva l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). La direttiva tendeva alla promozione delle produzioni pulite, valorizzando il concetto di "migliori tecniche disponibili".

Successivamente veniva emanata la **Direttiva 97/11/CE** (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, Modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE) che costituiva l'evoluzione della Direttiva 85, e veniva presentata come una sua revisione critica dopo gli anni di esperienza di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva 97/11/CE ha ampliato la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I), e ne ha rafforzato la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire. La direttiva introduceva inoltre le fasi di "screening" e "scoping" e fissava i principi fondamentali della VIA che i Paesi membri dovevano recepire.

Un resoconto dell'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel 2003: la Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'applicazione, sull'efficacia e sul funzionamento della direttiva 85/337/CEE, modificata dalla direttiva 97/11/CE (Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA). Il 26 maggio 2003 al Parlamento Europeo veniva

approvata la **Direttiva 2003/35/CE** che rafforzava la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliorava le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull'accesso alla giustizia e contribuiva all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998.

Un ulteriore aggiornamento sull'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel **2009**: la Relazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'applicazione e l'efficacia della direttiva VIA (dir. 85/337/CEE, modificata dalle direttive 97/11/CE e 2003/35/CE).

Dal 17 febbraio 2012 entra in vigore la nuova **direttiva 2011/92/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28 febbraio 2012. Obiettivo della direttiva è quello di riunificare in un unico testo legislativo consolidato tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Non è stato fissato nessun termine per il recepimento da parte degli Stati Membri in quanto la nuova direttiva sostituisce la 85/337/CEE, così come modificata dalle direttive 97/11/CE, 2003/35/CE e 2009/31/CE, fatti salvi i termini per il recepimento delle singole direttive, già recepite nell'ordinamento nazionale. Nel provvedimento (articolo 6) è dato particolare rilievo alla partecipazione del pubblico ai processi decisionali attraverso specifiche modalità di informazione, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione.

Il 16 maggio 2014 sono entrati in vigore importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) a seguito della **Direttiva Europea 2014/52/UE**. La nuova direttiva reca modifiche alla direttiva 2011/92/UE, per quanto concerne limiti e deroghe alla disciplina stop a conflitti d'interesse e maggiore coinvolgimento del pubblico e delle forze sociali. Con le ultime modifiche si vuole concentrare maggiormente l'attenzione sui rischi e le sfide emerse nel corso degli ultimi anni, come efficienza delle risorse, cambiamenti climatici e prevenzione dei disastri. Tra le principali novità introdotte: obbligo degli Stati Membri di semplificare le varie procedure di valutazione ambientale, fissati diversi termini di tempo a seconda dei differenti stadi di valutazione ambientale, semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale, rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico, obbligo da parte degli sviluppatori di intraprendere i passi necessari per evitare, prevenire o ridurre gli effetti negativi laddove i progetti comportino delle conseguenze importanti sull'ambiente. Gli Stati Membri dovranno recepire le nuove regole al più tardi entro il 2017 e dovranno anche comunicare alla Commissione la legislazione nazionale adottata per ottemperare alla nuova Direttiva.

2.1.2 Il quadro normativo nazionale

La Direttiva 85/337/CEE è stata recepita in Italia con la **Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i.**, legge che Istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il testo prevedeva la competenza statale, presso il Ministero dell'Ambiente, della gestione della procedura di VIA e della pronuncia di compatibilità ambientale, inoltre disciplinava sinteticamente la procedura stessa.

Il **D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i.** regolamentava le pronunce di compatibilità ambientale di cui alla Legge 349, individuando come oggetto della valutazione i progetti di massima delle opere sottoposte a VIA a livello nazionale e recependo le indicazioni della Dir 85/337/CEE sulla stesura dello Studio di Impatto Ambientale.

Il **D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i.**, fu emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88, e contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

Nel 1994 venne emanata la Legge quadro in materia di Lavori Pubblici (**L. 11/02/94, n. 109 e s.m.i.**) che riformava la normativa allora vigente in Italia, definendo tre livelli di progettazione caratterizzati da diverso approfondimento tecnico: Progetto preliminare; Progetto definitivo; Progetto esecutivo. Relativamente agli aspetti ambientali venne stabilito che fosse assoggettato alla procedura di VIA il progetto definitivo.

Presentato a valle dei primi anni di applicazione della VIA, il **D.P.R. 12 aprile 1996** costituiva l'atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di VIA per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. nasceva quindi dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea e ne ribadiva gli obiettivi originari, presentando nell'Allegato A le opere da sottoporre a VIA regionale, nell'Allegato B le opere da sottoporre a VIA per progetti che ricadevano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Dal recepimento del D.P.R. seguì un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali.

Il D.P.R. 12.4.96 è stato successivamente integrato e modificato dal **D.P.C.M. del 03.09.99** "Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale" e dal **D.P.C.M. 01.09.2000**.

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di VIA, è stato ampliato a seguito dell'emanazione della cd. "**Legge Obiettivo**" (**L.443/2001**) ed il relativo decreto di attuazione (D.Lgs n. 190/2002 - Attuazione della legge n. 443/2001 per la realizzazione delle

infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale"). Il D.Lgs individua una procedura di VIA speciale, con una apposita Commissione dedicata, che regola la progettazione, l'approvazione dei progetti e la realizzazione delle infrastrutture strategiche, descritte nell'elenco della delibera CIPE del 21 dicembre 2001. Nell'ambito della VIA speciale, venne stabilito che si dovesse assoggettare alla procedura il progetto preliminare dell'opera.

Con l'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (**DLgs n.152 del 3 aprile 2006**), concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti, il D.P.R. 12.4.96 e ss.mm.ii. è stato abrogato. Detto termine, già prorogato al 31 gennaio 2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n.228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31 luglio 2007 dal D. L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007.

Il D.Lgs n.152/2006 è stato aggiornato e modificato prima dal D.Lgs n.284/2006 e poi recentemente dal **DLgs 4/2008**, entrato in vigore il 13 febbraio 2008, recante "*Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale*". Con l'entrata in vigore del DLgs 4/2008, tra le altre modifiche, viene effettuata una precisa differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale; vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del DLgs 152/2006.

Ulteriori modifiche al Testo Unico Ambientale (DLgs 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.), nelle Parti I e II (VIA, VAS, IPPC), vengono apportate dal **D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128**, in vigore dal 26 agosto 2010, dal **DLgs 4 marzo 2014, n.46**, in vigore dall'11 aprile 2014, e dal **D.L. 24 giugno 2014, n.91** entrato in vigore in data 25/06/2014 e convertito con modificazioni dalla legge L. 11 agosto 2014 n.116. Quest'ultimo decreto, in particolare, rimanda all'approvazione di un nuovo decreto da parte del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che ridefinisca le soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a VIA.

Ai sensi e per effetti dell'art.15 comma 1, lettere c) e d) del DL n.91/2014 convertito, con modificazioni, dalla L. n.116/2014, con **DM 30/03/2015** sono state emanate "*Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome*".

Le citate linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (art. 20 del decreto legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, al fine di garantire una uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (art. 4, allegato II, allegato III).

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA. L'applicazione di tali ulteriori criteri comporta una riduzione percentuale delle soglie dimensionali già fissate nel citato allegato IV, ove presenti, con conseguente estensione

del campo di applicazione delle disposizioni in materia di VIA a progetti potenzialmente in grado di determinare effetti negativi significativi sull'ambiente.

Le linee guida sono rivolte sia alle autorità cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità per i progetti dell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 (regioni e province autonome, ovvero enti locali), sia ai soggetti proponenti.

Recentemente è entrato in vigore il **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104** che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Quest'ultima, a sua volta, ha modificato la Direttiva n. 2011/92/UE al fine, tra l'altro, di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico (considerando nn. 3 e 18). In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile. Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Ai sensi dell'articolo 2 della Direttiva, il recepimento doveva avvenire entro il 16/05/2017. Nel rispetto di tale previsione il Decreto (art. 23) stabilisce che le disposizioni si applicano ai procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e ai procedimenti di VIA avviati dal 16/05/2017.

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del DLgs 152/2006 e s.m.i.:

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW, qualora disposto dall'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 19, rientrano nell'allegato III alla parte seconda del DLgs 152/2006 (lettera c-bis) sono sottoposti a VIA regionale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW rientrano nell'allegato IV alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 lettera d) sono sottoposti a procedura di screening ambientale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006.*

2.1.3 Normativa Regionale

La Regione Sicilia, in data 10 settembre 2003, con Decreto Regionale n.43 dell'Assessorato del Territorio e dell'Ambiente ha emanato

"Direttive per l'emissione dei provvedimenti relativi ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento".

Il 14 dicembre 2006 con la circolare n. 17, avente ad oggetto "Impianti di produzione di energia eolica in Sicilia, in relazione alla normativa di salvaguardia dei beni paesaggistici", sono stati stabiliti definizioni e criteri di valutazione paesaggistica degli impianti di produzione di energia rinnovabile mediante l'utilizzo di energia eolica.

Il 18 luglio 2012 è stato emanato il Decreto Presidenziale n. 48, Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010, n. 11, il quale sancisce l'immediata applicazione nel territorio della Regione siciliana delle disposizioni di cui al DM 10 settembre 2010 recante "Linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del D Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi".

Il 27 novembre 2015 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia la Legge Regionale n. 29 sulle "Norme in materia di tutela delle aree caratterizzate da vulnerabilità ambientale e valenze ambientali e paesaggistiche". Tale legge stabilisce che con delibera della Giunta, da emettere entro 180 giorni, saranno stabiliti i criteri e sono individuate le aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW. Vengono inoltre stabilite alcune regole riguardanti la disponibilità giuridica dei suoli interessati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia.

In attuazione all'art. 1 della LR n. 29 del 27 novembre 2015 è stato emanato il DGR n. 241 del 12 luglio 2016 che approvava i criteri e l'individuazione delle aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Il Decreto del Presidente della Regione Sicilia del 10 Ottobre 2017 ha ridefinito i criteri e le aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica, rispetto a quanto previsto con D.G.R. 12/07/2016. Sono stati così emanate le "Definizione dei criteri ed individuazione delle aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica ai sensi dell'art. 1 della legge regionale 20 novembre 2015, n. 29, nonché dell'art. 2 del regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, legge regionale 10 maggio 2010, n. 11, approvato con decreto presidenziale 18 luglio 2012, n. 48".

Con il decreto dell'Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente n.295/GaS del 28/06/2019, la Regione Sicilia ha emanato le direttive per la corretta applicazione delle procedure di Valutazione Ambientale dei progetti. Tali direttive sono fornite dall'Allegato A del suddetto decreto.

2.1.4 La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto

L'impianto eolico in progetto presenta una potenza complessiva pari a 48 MW e rientra pertanto tra le opere di cui all'allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis).

Pertanto il progetto deve essere sottoposto alla procedura di VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006 (così come aggiornato dal D.Lgs. 104/2017).

A tal proposito è stata predisposta tutta la documentazione richiesta dalla normativa regionale e nazionale al fine della valutazione degli impatti correlati con la realizzazione dell'impianto di progetto.

2.2 La politica e la pianificazione energetica

2.2.1 La normativa di settore

Ambito Internazionale

Le caratteristiche salienti delle recenti politiche ambientali in relazione all'uso delle risorse energetiche sono ascrivibili a due processi.

Il primo è relativo al tentativo internazionale di giungere a comuni accordi per la riduzione, in tempi e quantità definite, delle emissioni in atmosfera derivate dalla combustione delle fonti energetiche.

A questo proposito, un grande impulso al dibattito mondiale e al sostegno di politiche energetiche maggiormente sostenibili è arrivato dalla ratifica del Protocollo di Kyoto sulla riduzione dei gas serra. Di minore risonanza, ma non certo di importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del Protocollo di Göteborg.

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto. Il Protocollo, firmato nel dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sull'attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change).

Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012.

Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafioruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995.

La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento.

A seguito della Conferenza di Marrakech (novembre 2001) 40 Paesi hanno ratificato il Protocollo di Kyoto. Nel novembre 2003 i paesi aderenti erano saliti a 120. Ad ottobre 2004 anche la Russia, responsabile del 17,4% delle emissioni, ha ratificato l'accordo, facendo raggiungere il quorum per rendere il protocollo legalmente vincolante. Nell'agosto del 2005 159 paesi avevano ratificato l'accordo, con le notevoli e riduttive eccezioni di USA e Australia.

Il secondo processo riguarda la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia, nonché l'incentivo ad accelerare la transizione verso maggiori consumi di combustibili a minor impatto ambientale. La possibilità di utilizzare una sempre maggiore quantità di energia pulita e rinnovabile è considerata l'elemento chiave dello sviluppo sostenibile. Rientrano in questo ambito i lavori del G8 con la

task force ad hoc sulle energie rinnovabili, la direttiva europea per lo sviluppo di queste ultime, l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia negli usi finali e l'introduzione di misure fiscali per penalizzare le fonti combustibili che rilasciano maggiori quantità di carbonio (Carbon Tax).

Il gruppo di 33 membri che costituisce la task force sulle energie rinnovabili si è riunito più volte tra il 2000 e il 2001, producendo un rapporto finale presentato al Summit di Genova del luglio 2001. Questo documento, che analizza il ruolo delle energie rinnovabili in un contesto di sviluppo sostenibile, considerandone le implicazioni in termini di costi e benefici alla luce dei bisogni energetici regionali, delle condizioni di mercato e dei principali fattori di incentivo, contiene anche una serie di consigli e proposte specifiche per l'incremento delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, si raccomandano:

- L'espansione dei mercati di fonti rinnovabili. Da attuarsi soprattutto nei paesi sviluppati in modo da ridurre i costi legati alle tecnologie e indurre lo sviluppo anche nei paesi in via di sviluppo;
- Lo sviluppo di politiche ambientali forti;
- La predisposizione di adeguate capacità finanziarie. Ottenuta invitando l'OCSE a includere le fonti rinnovabili negli International Development Targets;
- Il sostegno ai meccanismi di mercato.

Recentemente è stato siglato il cosiddetto **Accordo di Parigi sul clima**. È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora. Raggiunto a fine 2015, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo. Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto è uno strumento giuridico internazionale i cui obblighi a carico degli Stati firmatari sono legati, come anticipato, ad obiettivi di riduzione dei gas serra e sono modulati attraverso una analisi dei costi-benefici.

Questa analisi si fonda su tre strumenti definiti dal Trattato come i "meccanismi flessibili", il principale dei quali è il commercio di quote di emissione, detto anche Emission Trading. Questo è uno strumento finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere tali "crediti" a un paese o una società che non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie (si vedano le tabelle a seguire).

I paesi potenziali offerenti di diritti di emissione (ad esclusione della Gran Bretagna) sono in possesso di queste quote a seguito della

chiusura di numerose grandi aziende energivore, tipiche delle ex-economie pianificate. Aumentare l'efficienza di una vecchia centrale a carbone o convertirla a gas in questi paesi comporterebbe riduzioni di emissioni notevoli e (oggi) poco costose. Una serie di studi sostiene che il costo di abbattimento della CO2 in questi paesi sarebbe oggi di ca 1,5 Euro/ton, un valore decisamente inferiore ai prezzi di mercato dei permessi di emissione (che al gennaio 2005 valevano ca. 9 Euro/tonn) e ovviamente molto più bassi delle multe per inadempienza. (v.oltre). Alcune stime indicano, ad esempio, per la Russia un potenziale di riduzione di 350-500 Mton nel periodo 2008-2012 e un introito per questo paese di ca.1-3 MD di \$. Un vantaggio ulteriore del meccanismo verrebbe anche dal trasferimento di tecnologie e competenze innovative in questi paesi, attraverso i meccanismi di Joint implementation¹ (JT) e di Clean Development Mechanism² (CDM).

Tabella 1: principali paesi emettitori di CO2 (anno 1998)

Paesi	CO2/anno [Mton/anno]	% mondo
USA	5410	24
Cina	2893	13
Russia	1416	6
Giappone	1128	6
Germania	857	4
India	908	4
Regno Unito	550	2
Canada	477	2
Italia	426	2
Francia	376	2
Sud Africa	353	2
Brasile	295	1
Arabia Saudita	270	1
Iran	259	1
Indonesia	208	1

Tabella 2: Potenziali offerenti di diritti di emissione in Mton CO2

	Allocazione annuale 2008-2012	Emissioni 2002	Quote vendibili
Federazione Russa	3040	1876	- 1163
Ucraina	919	483	-435
Repub. Ceca	176	143	-33
Ungheria	106	78	-28
Gran Bretagna	657	634	-27
Slovacchia	66	51	-14

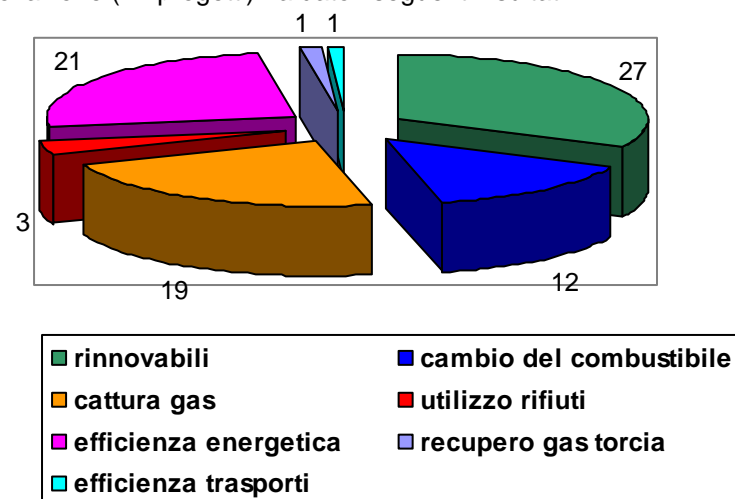
Tabella 3: Principali acquirenti di diritti di emissione in Mton CO2

¹ Partecipazione a programmi di riduzione delle emissioni in Paesi "in via di transizione" (ex economie pianificate URSS e paesi est europeo) che permettono l'acquisizione di "crediti" che valgono ai fini del raggiungimento degli obiettivi di abbattimento nel Paese (o nell'azienda) promotore. Le esperienze concrete fin qui fatte non sono però esaltanti; su 29 progetti di risparmio energetico in Russia oltre la metà ha avuto problemi di finanziamento e ben 26 sono stati ostacolati dalla burocrazia locale.

² Meccanismo in base al quale i paesi industrializzati possono realizzare, nei paesi in via di sviluppo progetti che conseguano un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas serra e trasferire tali benefici (crediti) sull'obbligo relativo al proprio paese.

	Allocazione annuale 2008-2012	Emissioni 2002	Quote acquistabili
Giappone	1116	1330	214
Canada	572	731	159
Italia	475	553	78
Spagna	327	399	72
Germania	990	1014	23
Belgio	135	150	15

Una classificazione degli attuali progetti CDM per tipologia di innovazione (N° progetti) ha dato i seguenti risultati:



Per l'Italia il ricorso ai CDM è molto importante al fine di raggiungere i propri obiettivi di riduzione e il Ministero dell'Ambiente ha stanziato 24,5 milioni di \$ per l'acquisto dei "certificati di riduzione delle emissioni" (CER) che si creano a partire dai progetti che apportano benefici reali, misurabili e in relazione alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Cruciali per la possibilità di usare con efficacia questi nuovi e sofisticati meccanismi saranno ovviamente le "istituzioni" che accompagneranno la nascita di questi nuovi mercati (regole, autorità, controlli, certificazioni, finanza, tecnologie...).

La gestione del Trattato di Kyoto e dei meccanismi flessibili richiede metodi di gestione e competenze che unificano aspetti tecnici, finanziari, organizzativi ed ambientali.

Alcuni paesi a questo scopo hanno già attivato agenzie per l'acquisto dei crediti per conto dei propri governi, grandi banche internazionali hanno aperto dei "desk" (tavoli) per il commercio dei diritti di emissione. In Olanda e in Usa sono già attive società di finanziamento private per investire in progetti di riduzione delle emissioni da rivendere poi (a caro prezzo) ai paesi in difetto.

I progetti di riduzione delle emissioni attraverso i meccanismi flessibili non sono a buon mercato: hanno costi elevati di gestione (registrazione, monitoraggio, certificazione) e si stima che per ogni progetto i soli costi amministrativi si aggirino sui 50-80000 euro.

Dato che in Italia sarebbero poche le imprese con le dimensioni e le competenze necessarie ad affrontare questo mercato, occorre l'intervento di soggetti aggregatori dei progetti come le banche, le

associazioni di categorie, le Regioni o le stesse utilities del settore (es ex municipalizzate).

In tal modo Kyoto aspira a creare una nuova governance di ambiente e sviluppo, basata su obiettivi di riduzione misurabili a cui collegare premi di mercato per i più virtuosi e sanzioni economico-amministrative per gli inadempienti, come nei paesi della UE.

Strumento di questa "governance" è il commercio globale di "certificati di riduzione delle emissioni" (CER). Il lato della "domanda" di questi certificati viene alimentato dalle autorità governative e dalle imprese private attraverso appositi fondi (per il nostro Paese l'Italian Carbon Fund) mentre quello dell'"offerta" dai progetti di riduzione delle emissioni, il cui iter di approvazione resta al momento decisamente lungo e tortuoso.

La Direttiva UE 2003/87/CE ha istituito il sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas serra all'interno dell'Unione Europea ed ha regolato in questo ambito l'utilizzo dei "crediti di emissione" derivanti dai progetti Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

La Direttiva prevede due obblighi per gli impianti da essa regolati (trasformazione energetica, produzione metalli ferrosi-lavorazioni minerarie, cementifici, vetrerie, ceramica, cartiere):

- Possedere un permesso di emissione
- Emettere un numero di quote di emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate entro l'anno.

I permessi di emissione vengono rilasciati dalle autorità competenti previa verifica della capacità dell'operatore di monitorare le proprie emissioni. Ogni quota equivale ad una tonnellata di CO2 equivalente.

Le quote di emissione vengono rilasciate dall'autorità all'operatore di ciascun impianto sulla base di un piano di assegnazione nazionale. Il piano nazionale è redatto in conformità ai criteri della Direttiva, coerenti con gli obiettivi di riduzione. Le quote, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate.

Il mancato rispetto delle quote prevede una sanzione pari a 40 euro/ton di CO2 equivalente nel periodo 2005-2007 e di 100 euro nei periodi successivi.

In base alla Direttiva UE 2003/87/CE gli operatori possono valutare la convenienza di:

- Intervenire sugli impianti eserciti in ambito UE;
- Acquisire crediti attraverso la cooperazione internazionale.

L'accordo di Parigi sul clima

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora. Raggiunto a Parigi a fine 2015 e firmato a New York il 22 aprile 2016, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo. Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Di seguito vengono elencati i punti principali dell'accordo finale.

RISCALDAMENTO GLOBALE - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli pre-industriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».

OBIETTIVO A LUNGO TERMINE SULLE EMISSIONI - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano "rapide riduzioni dopo quel momento" per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».

IMPEGNI NAZIONALI E REVISIONE - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che "rappresentino un progresso" rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile». I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 «a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni», e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di «comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020». La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

LOSS AND DAMAGE - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato sul meccanismo sottoscritto durante la Cop 19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato». Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».

FINANZIAMENTI - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».

TRASPARENZA - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

Nuovi scenari

Già dal rapporto della International Energy Agency del 2008 (World Energy Outlook 2008), è emerso che se i governi mondiali dovessero perseverare nelle attuali politiche energetiche, il fabbisogno di energia nello scenario del 2030 crescerebbe del 45% rispetto al 2005, con nazioni emergenti quali India e Cina protagonisti principali di questo incremento.

Nel 2030 i combustibili fossili costituirebbero circa l'80% del mix energetico primario mondiale, una percentuale leggermente inferiore al livello odierno, con il petrolio che continuerebbe a rimanere il combustibile preponderante.

In questo scenario, seguendo i trend attuali, le emissioni di anidride carbonica (CO2) legate al consumo di energia e degli altri gas ad effetto serra aumenterebbero inesorabilmente, portando ad un rialzo della temperatura media del pianeta di 6°C nel lungo periodo. Per frenare queste tendenze e prevenire conseguenze catastrofiche ed irreversibili sul clima, il documento dell'IEA auspica un'azione urgente e

decisa che assicuri una profonda decarbonizzazione delle fonti energetiche mondiali.

D'altra parte, in accordo con quanto contenuto nel rapporto 2007 del Comitato intergovernativo per lo studio dei cambiamenti climatici delle Nazioni Unite (International Panel for Climate Change - IPCC), al fine di scongiurare significativi effetti negativi sul clima mondiale, l'incremento massimo tollerabile della temperatura media globale non dovrebbe essere superiore di 2 °C nello stesso intervallo di tempo. Affinché si possa conseguire un tale obiettivo, secondo le previsioni dell'IPCC, è necessario ridurre drasticamente le emissioni globali di CO₂, abbattendole al 2050 del 50-80% rispetto a quanto fatto registrare nel 2000.

Nel gennaio 2008, rispondendo all'invito del Consiglio Europeo, che nel marzo 2007 ha approvato la strategia su energia e cambiamenti climatici, la Commissione europea ha adottato un Pacchetto di proposte (c.d. Pacchetto Energia-Clima) che darà attuazione agli impegni assunti dal Consiglio in materia di lotta ai cambiamenti climatici e promozione delle energie rinnovabili. Le misure previste accresceranno significativamente il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili in tutti i paesi e imporranno ai governi obiettivi giuridicamente vincolanti. Grazie a una profonda riforma del sistema di scambio delle quote di emissione, che imporrà un tetto massimo alle emissioni a livello comunitario, tutti i principali responsabili delle emissioni di CO₂ saranno incoraggiati a sviluppare tecnologie produttive pulite. Il pacchetto legislativo si propone di consentire all'Unione europea di ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra e porta al 20% la quota di rinnovabili nel consumo energetico entro il 2020, secondo quanto deciso dai capi di Stato e di governo europei nel marzo 2007. La riduzione delle emissioni sarà portata al 30% entro il 2020 quando sarà stato concluso un nuovo accordo internazionale sui cambiamenti climatici.

Per l'Italia l'obiettivo da raggiungere nella quota di rinnovabili sul consumo energetico è stato fissato al 17% per il 2020. Tale obiettivo risulta già oggi centrato, essendo le fonti rinnovabili al 17,3% dei consumi energetici.

Con la ratifica dell'Accordo di Parigi, la Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile ha tracciato lo scenario delle azioni virtuose necessario a raggiungere gli obiettivi prefissi. Nel documento "La svolta dopo l'accordo di Parigi. Italy Climate Report 2016" si prevede che per l'Italia, ipotizzando l'obiettivo intermedio di una crescita della temperatura di 1,75 gradi, significa dimezzare le emissioni serra al 2050 rispetto ai valori del 1990 (oggi sono a -20%), **portare le fonti rinnovabili al 35% dei consumi energetici (oggi sono al 17,3%) e al 66% dei consumi elettrici (oggi sono al 38%)**, aumentare del 40% l'efficienza. E' un obiettivo raggiungibile? Quello che è successo negli ultimi anni non induce all'ottimismo. Il 2015 è stato denso di segnali negativi. Le emissioni serra - complici una leggera ripresa del Pil, il basso prezzo del petrolio e il rallentamento delle politiche innovative - sono tornate a crescere del 2,5% (2% secondo i dati Ispra). La produzione di elettricità da fonti rinnovabili è scesa dal 43 al 38% ed è la prima volta che ha il segno meno dal 2007. Il complesso della produzione energetica da rinnovabili aumenta appena dello 0,2% annuo da tre anni.

Dunque, se si seguisse questo trend, l'Italia non solo sarebbe condannata a fallire l'obiettivo fissato dall'accordo di Parigi, ma non

riuscirebbe a raggiungere i target europei (**27% di elettricità da rinnovabili al 2030) e neppure quelli della Strategia energetica nazionale (19-20% di rinnovabili al 2020)**. Insomma, l'obiettivo mondiale si alza e le performance italiane scendono. Lo stop dell'Italia (dopo i risultati straordinari ottenuti nel periodo 2005 - 2012) arriva proprio mentre il quadro complessivo spinge a un cauto ottimismo. A livello globale le emissioni mondiali di gas serra nel 2014 e nel 2015 sono state infatti sostanzialmente stabili, nonostante l'aumento del Pil di circa il 3% l'anno. E gli investimenti sulle fonti rinnovabili nel 2015 hanno segnato un record arrivando a 286 miliardi di dollari contro i 130 miliardi dei finanziamenti ai combustibili fossili.

Ora con l'accordo di Parigi gli impegni dovranno diventare più consistenti. Una recente ricerca pubblicata sulla rivista *Nature* calcola che un terzo delle riserve di petrolio, metà delle riserve di gas e l'80% delle riserve di carbone dovrebbero restare sottoterra per evitare che l'aumento di temperatura superi i 2 gradi. Per fermarci a 1,5 gradi - aggiunge l'Italy Climate Report 2016 - dovremmo consumare solo un terzo delle riserve di petrolio, un quarto di quelle di gas e un decimo di quelle di carbone. In modo da tagliare le emissioni serra dell'85% al 2050 e azzerarle al 2070.

2.2.2 L'unione europea e le politiche energetiche

Negli ultimi anni, la Commissione Europea ha fatto emergere con forza il legame clima energia-innovazione, con precise scelte di politica pubblica incentrate sullo sviluppo e la diffusione delle nuove tecnologie e sul finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in campo energetico.

La politica integrata in materia di energia e cambiamento climatico preannuncia il lancio di una nuova rivoluzione industriale, volta a trasformare il modo in cui produciamo ed usiamo l'energia nonché i tipi di energia che utilizziamo. L'obiettivo è passare a un'economia più compatibile con l'ambiente, basata su una combinazione di tecnologie e di risorse energetiche ad alta efficienza e bassa emissione di gas serra, assicurando nel contempo maggiore sicurezza nell'approvvigionamento.

Circa l'80% dell'energia utilizzata nell'UE proviene oggi da fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone) che, oltre ad essere per lo più importate (la dipendenza energetica dell'UE è attualmente superiore al 50%), rappresentano fonti di emissioni di CO₂.

Anche se lo sviluppo tecnologico può contribuire a ridurre tali emissioni - ad esempio le tecniche di utilizzo "pulito" del carbone nelle centrali termoelettriche (Carbon Capture and Storage, CCS) che dovrebbero diventare operative nel corso dei prossimi 10 o 15 anni - tuttavia, le risorse fossili sono limitate, ed in prospettiva la loro disponibilità sarà sempre più bassa, in rapporto alla domanda mondiale.

Senza un adeguato controllo del consumo energetico e una differenziazione delle fonti energetiche, la dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas potrebbe raggiungere rispettivamente il 93% e l'84 % entro il 2030. Ancora, attualmente il 50 % circa degli approvvigionamenti di gas naturale dell'UE proviene da tre soli paesi: Russia, Norvegia e Algeria.

In questo contesto, la Commissione Europea ha provveduto ad un riesame strategico della politica energetica europea costruendo il pacchetto di azioni in materia energetica presentato con il documento

"Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa".

La road map proposta delinea una visione a lungo termine nella riduzione delle emissioni climalteranti e delle fonti energetiche rinnovabili nell'UE. Il pacchetto clima è stato condiviso in via definitiva alla conferenza di Poznań e ratificato il 17 dicembre 2008 in sede di Consiglio europeo, divenendo così vincolante per gli stati membri.

Gli obiettivi principali fissati per il 2020 per l'intera UE possono essere così sintetizzati:

- Riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto al 1990, così ripartita:
 - o - 21% (rispetto al 2005) nei settori soggetti alla Direttiva sull'Emission Trading (ETS), ovvero quelli più energivori (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MWt, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta, ceramica, vetro); in questo ambito, le quote di emissioni consentite saranno fissate complessivamente per l'intera UE, e non più per nazione, e sarà incrementato in modo molto significativo il ricorso al meccanismo delle aste dei permessi;
 - o - 10% (rispetto al 2005) nei settori non ETS, tra cui trasporti, edilizia, servizi, etc. (per l'Italia, l'obiettivo fissato è del -13%);
- Raggiungimento di un livello minimo di copertura del fabbisogno complessivo di energia mediante fonti rinnovabili pari al 20% (17% per l'Italia), comprensivo di un minimo del 10% di fonti rinnovabili nei trasporti per tutti gli stati membri.

L'accordo sul pacchetto clima assume una valenza essenziale per il processo negoziale globale e costituirà l'elemento che tutti attendevano per il lancio di una nuova stagione energetica in Europa.

A tal proposito va ribadito che l'industria dell'Unione Europea è all'avanguardia nel campo dell'eco-innovazione e dell'energia sostenibile, detenendo circa un terzo del mercato mondiale dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili, e che le imprese europee dominano nel campo della sostenibilità offrendo di fatto concrete possibilità di lavoro.

Tuttavia, se molti paesi europei possono vantare livelli di sviluppo molto avanzati nel settore dell'energia e dell'ambiente, questo ovviamente non vale per la totalità degli stati membri, compresa l'Italia che dovrà compiere grossi sforzi per rispettare gli obiettivi europei.

La Commissione europea ha inoltre lanciato nuove proposte che fanno parte del pacchetto Second Strategic Energy Review, dove sono indicate misure in materia di sicurezza, solidarietà ed efficienza energetica presentato dalla Commissione il 13 novembre 2008, all'interno del quale trovano spazio un Libro verde in materia di reti energetiche, un nuovo piano d'azione in materia di sicurezza e solidarietà energetica -con priorità per infrastrutture e risorse energetiche interne- ed una nuova serie di iniziative da intraprendere, in tal senso, all'interno dei paesi dell'Unione.

La Direttiva 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili) ha confermato per l'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

2.2.3 Ambito nazionale

La situazione energetica

L'attuale assetto energetico italiano è in larga parte frutto della scelta referendaria del novembre 1987 che sancì l'abbandono della produzione di energia elettrica nucleare e di quanto stabilito nel piano energetico redatto nel 1975, mirante, tra l'altro, ad un incremento delle disponibilità derivanti dalla fonte nucleare pari a 20mila megawatt.

Pertanto, l'attuale approvvigionamento italiano risulta notevolmente diverso da quello dei partner europei; in particolare, esso presenta carenze oggettivamente riconosciute e riconducibili a molti fattori, tra i quali la dipendenza estera (per un totale di circa 50.000 GWh), la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali.

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica.

Particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno favorito la realizzazione di wind farm in alcuni casi di notevoli dimensioni. Tuttavia la difficile valutazione di impatto ambientale e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di stallo.

L'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%. Difatti tale obiettivo è stato centrato, essendo la produzione di interna lorda di elettricità arrivata nel 2010 a 76,96 GWh.

In coerenza con il pacchetto clima energia dell'UE sono stati definiti nuovi limiti di riduzione, in particolare entro il 2020 dovranno essere ridotte le emissioni di CO₂ del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali. La scelta dell'Ue di fissare come anno di riferimento il 2005 piuttosto che il 1990 è stata indubbiamente vantaggiosa per l'Italia (visto che l'Italia era in controtendenza rispetto a molti paesi avendo aumentato le emissioni di circa il 12% rispetto al 1990).

Tabella 4: Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente

	1990 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2005 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2012 TARGET % anno base 1990	2012 TARGET (Mt CO ₂ eq)	2020 TARGET % anno base 1990	2020 TARGET (Mt CO ₂ eq)
Francia	562	569	0	562.3	-14,9	448
Germania	1231	1022	-21	972,9	-31,6	842
Regno Unito	775	692	-12,5	678	-27	565
Italia	519	588	-6,5	485	-5,1	492
UE 15	4269	4310	-8,1	3925	-16,1	3581
UE 27	5800	5299	-8,1	5340	-21,9	4527

La Direttiva europea 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), come detto, ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

È noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

La normativa nel settore energetico

La legislazione italiana fa riferimento essenzialmente alla Legge 9/1991, alla Legge 10/1991, che disciplinano la pianificazione energetica a livello nazionale e regionale, e al Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, noto come decreto Bersani.

In particolare il decreto Bersani, all'interno di una riforma complessiva del settore elettrico nazionale, si occupa della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'art.11. In questo articolo viene richiamata la necessità, anche con riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto, di "incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali".

A tal fine, ai produttori di energia elettrica viene fatto obbligo di immettere in rete, fin dal 2001, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti nuovi o ripotenziati in data successiva all'entrata in vigore del decreto stesso.

Il "Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra", approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002 e previsto nella legge di ratifica del protocollo di Kyoto (legge n° 120 del 01 giugno 2002, "Ratifica ed esecuzione del protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto il 11 dicembre 1997"), descrive le politiche e le misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo, volte all'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, e prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

A fine dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 387 in recepimento della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU n. 25 del 31/01/2004).

Tale decreto introduce una semplificazione molto interessante delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili. Infatti, è previsto che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad una autorizzazione unica (svolta con le modalità di cui alla legge 241/90), rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale da questa delegata: questa disposizione, oltre a essere coerente con il vigente quadro delle competenze, è coerente con la già richiamata natura diffusa delle fonti rinnovabili.

Ancora, si stabilisce che gli impianti a fonti rinnovabili possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici: ciò sia allo scopo di salvaguardare la destinazione d'uso di terreni sui quali l'attività di produzione di energia elettrica è quasi sempre compatibile con l'esercizio di attività agricole, sia al fine di dare risposta a dubbi dei Comuni, riguardo alla necessità o meno di procedere a una variante di piano regolatore, qualora ricevano proposte di realizzazione sui loro territori di impianti a fonti rinnovabili.

L'Italia, in adempimento della Direttiva 2009/28/CE, ha inviato il proprio Piano di Azione Nazionale (PAN) alla Commissione europea nel luglio 2010.

Il Piano si inserisce nel quadro di una strategia energetica nazionale, sostenibile sul piano ambientale, che risponde a una molteplicità di obiettivi, tra i quali in primis:

- Migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;

- Ridurre le emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere agli impegni assunti
- In tal senso dal Governo a livello europeo e internazionale;
- Migliorare la competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Nel PAN è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di "Energia" e "Autorizzazioni". La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia.

Le Linee Guida Nazionali previste dall'articolo 12 del D.Lgs n. 387/2003 e approvate nel 2010 (si veda oltre) hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare entro gennaio 2011 la propria disciplina in materia di "Autorizzazioni", salvo applicare direttamente quando previsto nel documento nazionale decorso tale termine.

L'approvazione del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva Fonti Rinnovabili ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011

Il D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all'articolo 12 comma 10, l'approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Nel 2010 sono state finalmente emanate tali Linee Guida. In esse è stato stabilito l'elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l'iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla potenza installata, deve affrontare per ottenere l'autorizzazione.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo 2011, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.) o Autorizzazione Unica (A.U.) (rif. Tabella seguente).

Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

Infine, il D.Lgs 28/2011 introduce novità importanti al sistema degli incentivi degli impianti alimentati da FER; infatti da esso discendono il D.M. 5 luglio 2012 e il D.M. 6 luglio 2012 (che si applicano, rispettivamente, al fotovoltaico, il primo, e alle altre FER, il secondo) di cui si dirà appresso.

FORTE	MODALITA' OPERATIVE/ DI INSTALLAZIONE	POTENZA (kW)	PROCEDURA PREVISTA
FOTOVOLTAICA	Impianti aderenti o integrati nei tetti degli edifici. Gli impianti devono avere la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda ed i loro componenti non devono modificare la sagoma degli edifici stessi. Inoltre, la superficie dell'impianto non deve essere superiore a quella del tetto sul quale viene realizzato e l'impianto non deve ricadere nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.)	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti compatibili con il regime di SSP³ non situati nei centri storici (zona A del P.R.G. comunale) realizzati su superfici esistenti o loro pertinenze	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti con moduli sugli edifici con superficie complessiva non superiore a quella del tetto non ricadenti nei casi precedenti	Qualsiasi	PAS
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 20	PAS
BIOMASSA	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 50 kW_e (micro cogenerazione)	0 - 50	COMUNICAZIONE
	Impianti compatibili con il regime di SSP non ricadenti nel caso precedente che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kW_e = 3000 kW_t (piccola cogenerazione) non ricadenti nei casi precedenti	50 - 1000	PAS
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 200	PAS
GAS DI DISCARICA, GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE E BIOGAS	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 50 kW_e (micro cogenerazione)	0 - 50	COMUNICAZIONE
	Impianti compatibili con il regime di SSP non ricadenti nel caso precedente che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kW_e = 3000 kW_t (piccola cogenerazione) non ricadenti nei due casi precedenti	50 - 1000	PAS
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 250	PAS
EOLICA	Singoli generatori eolici installati su tetti di edifici esistenti con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro. L'impianto non deve ricadere nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.)	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Torri anemometriche per la misurazione temporanea (fino a 36 mesi) del vento realizzate con strutture amovibili, in aree non soggette a vincolo	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nel primo caso	0 - 60	PAS
	Torri anemometriche destinate ad una misurazione del vento oltre 36 mesi	Qualsiasi	PAS
IDRAULICA	Impianti compatibili con il regime di SSP che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nel punto precedente	0 - 100	PAS

Il mercato dei certificati verdi

Con la riforma del sistema elettrico anche il meccanismo della promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili è stato profondamente modificato, con l'introduzione dell'obbligo per i produttori e gli importatori di energia elettrica di immettere nella rete di trasmissione energia "verde", cioè prodotta da Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR).

La normativa attuale ha assegnato al GRTN il compito di qualificare gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, una volta accertato il possesso dei requisiti previsti in base al decreto MICA 11/11/1999, al decreto MAP 18/3/2002 ed al decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 che fornisce precisazioni per la regolamentazione della produzione da fonti rinnovabili e del relativo sistema di promozione ed incentivazione con Certificati Verdi.

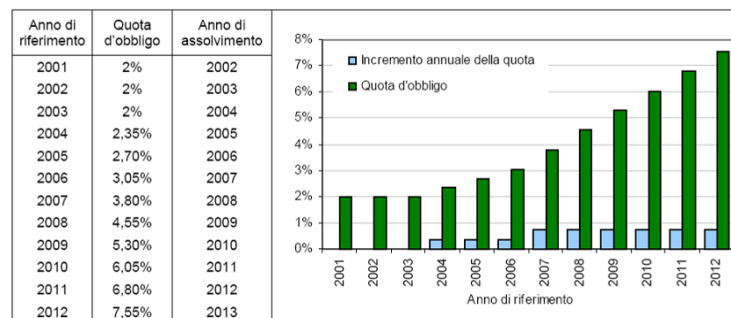
In particolare, possono ottenere la qualificazione IAFR gli impianti entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione e gli impianti che operano in co-combustione entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999.

La qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili è necessaria per poter riconoscere successivamente al produttore, a determinate condizioni, una quota di Certificati Verdi proporzionale all'energia prodotta.

Il sistema di incentivazione della produzione di energia rinnovabile, introdotto dall'art.11 del decreto 79/99, prevede il superamento del vecchio criterio di incentivazione tariffaria noto come Cip6, per passare ad un meccanismo di mercato basato sui Certificati Verdi, titoli emessi dal GRTN che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili. La Legge n. 239/2004 ha ridotto a 50 MWh la taglia del "certificato verde", che in precedenza era pari a 100 MWh.

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999. La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'elettricità prodotta in cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e successive modifiche ed integrazioni, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. Tale quota inizialmente era fissata nel 2%; il DLgs 29/12/2003 n. 387 ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35 punti percentuali nel triennio 2004-2006. La Legge Finanziaria 2008 ha elevato l'incremento annuale a 0,75 punti percentuali per il periodo 2007-2012; successivi decreti ministeriali potranno stabilire ulteriori incrementi per gli anni successivi al 2012. Nella tabella seguente è illustrato l'incremento nel tempo della quota d'obbligo.

Figura 1: Incremento annuale della quota d'obbligo introdotta dal D.Lgs n.79/1999



I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota. I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile. Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

L'articolo 27 della Legge 23/07/2009 n. 99, come modificato dalla Legge 20/11/2009 n. 166, ha stabilito il trasferimento dell'obbligo dai produttori e dagli importatori ai soggetti che conducono con Terna SpA uno o più contratti di dispacciamento. Tale trasferimento avverrà a decorrere dal 2012, per l'energia prelevata nel 2011. Successivi decreti ministeriali definiranno le modalità applicative.

I produttori di energia da fonti rinnovabili titolari di impianti qualificati IAFR possono richiedere al GSE l'emissione di certificati verdi "a consuntivo", in base all'energia effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione, oppure "a preventivo", in base alla producibilità attesa dall'impianto risultante dai

dati di qualificazione (solo nei primi due anni di esercizio) o dai dati storici di produzione già disponibili (negli anni successivi).

Prima della Legge Finanziaria 2008 il prezzo di offerta dei CV del GSE era calcolato come differenza tra l'onere di acquisto da parte del GSE dell'elettricità prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo CIP6 ed i proventi derivanti dalla sua vendita. Nel periodo 2002 - 2007 il prezzo dei certificati verdi del GSE è passato dagli 84,18 €/MWh del 2002 ai 125,13 €/MWh del 2007, facendo registrare una crescita del 48,6%.

Figura 2: Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA), prima della revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

Anno	Costo medio ritiro energia Cip 6	Ricavo medio cessione energia Cip 6	Prezzo di offerta CV del GSE
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2002	134,39	50,21	84,18
2003	137,76	55,36	82,40
2004	148,41	51,03	97,39
2005	159,09	50,17	108,92
2006	180,29	55,01	125,28
2007	184,85	59,72	125,13

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato ad un prezzo pari alla differenza tra un valore di riferimento fissato in 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del DLgs n. 387/2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

L'applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha dato luogo ad un valore di offerta dei CV del GSE pari a 112,88 €/MWh per l'anno 2008 e 88,66 €/MWh per l'anno 2009 (tabella seguente).

Figura 3: Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA), prima della revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

Anno	Valore di riferimento	Prezzo medio cessione energia anno precedente	Prezzo di offerta CV del GSE
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2008	180	67,12	112,88
2009	180	91,34	88,66

L'accesso al meccanismo dei certificati è stato possibile per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 o, in casi particolari, per quelli entrati in esercizio entro il 30 aprile del 2013. Con l'attuazione dell'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 e l'introduzione dei decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 il sistema degli incentivi è radicalmente cambiato.

Il DM 5 luglio 2012

Il Decreto disciplina le modalità d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica da applicarsi successivamente al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi pari a 6 miliardi di euro, costantemente monitorato dal GSE attraverso il "Contatore fotovoltaico", reso pubblicamente visibile attraverso il proprio sito internet.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), conseguentemente all'aggiornamento del costo cumulato annuo comunicato dal GSE, ha determinato, con propria delibera del 12 luglio 2012, l'avvenuto raggiungimento del valore annuale di 6 miliardi di euro e ha fissato il 27 agosto 2012 quale data di decorrenza delle nuove modalità di incentivazione disciplinate dal Decreto (quarantacinque giorni solari dalla data di pubblicazione della delibera).

Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto:

- Accesso diretto
- Accesso tramite Registro.

Il DM 6 luglio 2012

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Per tutelare gli investimenti in via di completamento, il Decreto prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012 (data di entrata in vigore del decreto) che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono richiedere l'accesso agli incentivi con le modalità e le condizioni stabilite dal DM 18/12/2008. A tali impianti saranno applicate le decurtazioni sulla tariffa omnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art.30, comma 1 del Decreto.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Il nuovo sistema di incentivazione introduce dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti).

Il Decreto definisce quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4):

- Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il

Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;

- Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;
- Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Si precisa che, in caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde all'incremento di potenza a seguito dell'intervento.

Il Decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.

La produzione netta immessa in rete è il minor valore tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- Una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).
- Un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto).

L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Il DM 6 luglio 2012 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 (Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto). Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste (art. 7, comma 1 del Decreto).

La richiesta di accesso agli incentivi, la richiesta di iscrizione ai Registri e la domanda di partecipazione alle Procedure d'Asta, nonché l'invio

della documentazione - incluse le dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà - devono essere effettuate esclusivamente per via telematica utilizzando l'applicazione informatica Portale FER-E, accessibile registrandosi all'Area Clienti del sito GSE.

Resta grande incertezza per quello che succederà dopo il 2015, ossia all'orizzonte temporale di validità del D.M. 6 luglio 2012.

La procedura di iscrizione ai registri ha fatto registrare una grande richiesta di accesso agli incentivi. Già alla prima scadenza il contingente messo a disposizione per l'eolico (fino alla potenza di 5 MW) per i 3 anni è andato completamente assegnato. Ciò fa pensare che i contingenti messi a disposizione per l'eolico siano stati sostanzialmente troppo limitati (60 MW annui per complessivi 180 MW).

Relativamente alle procedure d'asta, per la prima scadenza si è osservato uno scarso interesse degli operatori dovuto soprattutto al timore di tariffe troppo basse: le domande di ammissione agli incentivi sono state inferiori al contingente incentivabile disponibile. Per l'eolico si è arrivati all'88% del contingente annuale disponibile, 442 MW su 500.

Il DM 23 giugno 2016

Il presente decreto, fatto salvo il comma 4, disciplina l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica.

Il decreto ministeriale 6 luglio 2012 continua ad applicarsi agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi del medesimo decreto e agli impianti che accedono direttamente ai meccanismi d'incentivazione, entrati in esercizio nei trenta giorni precedenti alla data di entrata in vigore del presente decreto, a condizione che presentino domanda di accesso agli incentivi nei termini di cui all'art. 21 del decreto ministeriale 6 luglio 2012. Le tariffe determinate ai sensi del medesimo decreto sono attribuite altresì agli impianti di cui all'art. 7, comma 1, lettere b) e c), fermo restando che per tali impianti si applicano le modalità e le condizioni di accesso agli incentivi di cui al presente decreto.

Il presente decreto continua ad applicarsi agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi degli articoli 9, 12, 17 dello stesso.

In base al presente decreto accedono ai meccanismi di incentivazione previa iscrizione in appositi registri in posizione tale da rientrare in limiti specifici di potenza, i seguenti impianti:

- a) gli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, se la relativa potenza non è superiore alla potenza di soglia;
- b) gli impianti ibridi, la cui potenza complessiva non è superiore al valore di soglia della fonte rinnovabile impiegata;
- c) gli impianti oggetto di un intervento di rifacimento totale o parziale, nei limiti di contingenti e con le modalità stabiliti all'art. 17;
- d) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento non sia superiore al valore di soglia vigente per impianti alimentati dalla stessa fonte.

Accedono ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso i seguenti impianti:

- a) gli impianti di cui al comma 1, lettere a) e b), la cui potenza è superiore alla pertinente potenza di soglia;

b) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento sia superiore al valore di soglia vigente per gli impianti alimentati dalla stessa fonte.

Possono accedere direttamente ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto:

a) gli impianti eolici e alimentati dalla fonte oceanica di potenza fino a 60 kW;

b) gli impianti idroelettrici di potenza nominale di concessione fino a 250 kW che abbiano specifiche caratteristiche riportate all'art.4 del DM.

c) gli impianti alimentati a biomassa di cui all'art. 8 comma 4, lettere a) e b), di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati a biogas di potenza fino a 100 kW;

d) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento non sia superiore ai valori massimi di potenza di cui alle lettere a), b) e c);

e) gli impianti oggetto di rifacimento aventi potenza complessiva, a valle dell'intervento, non superiore ai valori massimi di potenza di cui alle lettere a), b) e c);

f) gli impianti realizzati con procedure ad evidenza pubblica da amministrazioni pubbliche, anche tra loro associate, ivi inclusi i consorzi di bonifica, aventi potenza fino al doppio del livello massimo indicato alle lettere da a) a c);

g) gli impianti solari termodinamici di potenza fino a 100 kW

Il Decreto Rinnovabili ha messo a disposizione, per l'anno 2016, oltre 400 mln di euro per una potenza incentivabile superiore a 1.300 MW. Come evidenziato nella tabella che segue, si noti che il settore eolico e quello idroelettrico beneficeranno di un contingente di potenza incentivabile maggiore rispetto a quello messo a disposizione con gli ultimi accessi ai meccanismi di incentivazione – aste e registri – nel 2015.

La tabella che segue rappresenta, per tutte le tipologie di fonti incentivate, le ragioni sottese all'allocazione delle risorse.

	Mln euro	MW	Logica di allocazione
Eolico on-shore	85	860	Si tratta di un settore a basso costo incentivato, che ha dimostrato di poter sviluppare un'ampia concorrenza sulle procedure di accesso.
Eolico off-shore	10	30	La previsione consente di recuperare investimenti già avviati nel settore e sperimentare il regime di aiuto su una tecnologia non diffusa in Italia.
Idroelettrico	61	80	Come per l'eolico, si tratta di una tecnologia a costo d'incentivazione relativamente basso, con un buon potenziale di crescita soprattutto di piccoli impianti e buone ricadute sulla filiera nazionale.
Geotermico	37	50	Oltre alla geotermia tradizionale, il decreto indirizza il sostegno in modo prioritario verso tecnologie innovative a basso impatto ambientale.
Biomasse	105	90	La valorizzazione energetica di scarti e residui rappresenta un'importante modalità d'integrazione tra agricoltura ed energia e di promozione dell'economia circolare con positive ricadute sull'economia territoriale.
Rifiuti	10	50	Si offre uno strumento per la chiusura del ciclo rifiuti, nel rispetto della gerarchia europea di priorità di trattamento.
Solare termodinamico	98	120	Sostegno a tecnologie innovative, su cui il nostro Paese ha sviluppato importanti brevetti, con forti potenziali di sviluppo su mercati esteri.
Rifacimenti	29	90	L'obiettivo è il mantenimento in efficienza della potenza (in particolare eolica e idrica) esistente, a costi contenuti e con un miglioramento dell'efficienza impiantistica e senza ulteriori impatti ambientali.
Totale	435	1.370	

La possibilità di richiedere l'accesso agli incentivi cessa decorsi 30 giorni dal raggiungimento della prima delle seguenti date:

- 1 dicembre 2016 (o 1 dicembre 2017 per gli impianti ad accesso diretto, i.e. senza necessità di partecipazione alle procedure di asta o registri);
- Data di raggiungimento di un costo indicativo annuo medio degli incentivi di 5,8 miliardi di Euro l'anno.

È utile rilevare che il D.M. 6 luglio 2012 non è stato completamente abrogato e sostituito. Tale decreto continua infatti ad applicarsi:

- Agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi dello stesso D.M. 6 luglio 2012;
- Agli impianti che accedono direttamente ai meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio nei 30 giorni precedenti l'entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. tra il 31 maggio e il 29 giugno 2016),
- Continuano poi ad applicarsi le tariffe incentivanti e gli eventuali premi fissati dal D.M. 6 luglio 2012, ferma restando l'applicazione delle modalità e delle condizioni di accesso agli incentivi stabilite dal Decreto Rinnovabili;
- Agli impianti che accedono direttamente agli incentivi ai sensi del Decreto Rinnovabili, a condizione che tali impianti entrino in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. entro il 29 giugno 2017);
- Agli impianti iscritti in posizione utile nelle procedure di registro svolte ai sensi del Decreto Rinnovabili, a condizione che entrino in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. entro il 29 giugno 2017).

Il Decreto Rinnovabili prevede diverse modalità di incentivazione per gli impianti di nuova costruzione a seconda della potenza degli stessi.

Tariffa incentivante onnicomprensiva Incentivo.

Tariffa incentivante onnicomprensiva	Incentivo
<p>Per impianti di potenza inferiore a 500 kW*.</p> <p>La tariffa corrisponde alla somma tra la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto dall'allegato 1 al Decreto e l'ammontare degli eventuali premi ai quali ha diritto l'impianto. La tariffa comprende anche la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE.</p>	<p>Per impianti di potenza inferiore a 500 kW* e per impianti di potenza superiore a 500 kW.</p> <p>L'incentivo corrisponde alla differenza tra la tariffa incentivante base – alla quale devono essere sommati eventuali premi a cui l'impianto ha diritto – e il prezzo zonale orario dell'energia. L'energia prodotta dagli impianti rimane nella disponibilità del produttore.</p>
<p>*In caso di potenza inferiore alla nuova soglia di 500 kW possono optare per l'una o l'altra modalità di incentivazione.</p>	

Come in passato, la tariffa incentivante onnicomprensiva e gli incentivi previsti dal Decreto Rinnovabili sono alternativi alle modalità di ritiro dell'energia di cui all'art. 13 del D. Lgs. 387/2003 e all'accesso del meccanismo dello scambio sul posto.

Il Decreto Rinnovabili, analogamente al D.M. 6 luglio 2012, prevede tre diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, a seconda della potenza degli impianti:

- Accesso diretto per impianti di piccole dimensioni;
- Iscrizione ad appositi registri per impianti di medie dimensioni;
- Aggiudicazione di procedure di asta al ribasso per impianti di grandi dimensioni (>5MW).

I bandi per la partecipazione ai registri e alle procedure d'asta saranno pubblicati dal GSE. Decorsi 10 giorni dalla pubblicazione dei bandi, i soggetti responsabili degli impianti avranno a disposizione:

- 60 giorni per la presentazione delle domande di iscrizione al registro informatico;

- 90 giorni per la presentazione delle domande di partecipazione alle procedure pubbliche d'asta al ribasso.

Per il DM il nuovo criterio di calcolo del costo cumulato degli incentivi e' previsto che per il calcolo del prezzo dell'energia di riferimento non si applica più quello dell'anno precedente o, a seconda del caso, di quello in corso, ma un media dei prezzi nei 24 mesi precedenti e nei 12 successivi (come risultanti dagli esiti del mercato a termine pubblicati sul sito del GME).

Tale nuovo sistema di calcolo consente – secondo le valutazioni degli analisti – di posticipare sensibilmente la data stimata per il raggiungimento del limite di 5,8 milioni e quindi di fugare le preoccupazioni di investitori e finanziatori riguardo ad un imminente stop degli incentivi. La soluzione rimane, comunque, provvisoria considerato che il Decreto Rinnovabili espressamente prevede il termine per l'accesso al contingente al 31 dicembre 2016 (salve le eccezioni espressamente previste).

La finestra temporale per un nuovo accesso ai meccanismi di incentivazione, seppur circoscritta a 6 mesi, appare sufficiente a restituire agli operatori la possibilità di investire nel mercato delle rinnovabili.

Peraltro, nonostante la limitata portata temporale del decreto, il nuovo metodo di calcolo del costo cumulato annuo – e quindi della disponibilità di finanziamento degli incentivi – sembra suggerire un'intenzione del legislatore di adottare un nuovo decreto, che consideri l'orizzonte temporale successivo al 31 dicembre 2016. Il Decreto Rinnovabili sembra quindi costituire una disciplina "temporanea" rispetto ad un ulteriore provvedimento che, nelle dichiarazioni del Governo, disciplinerà il sistema degli incentivi con un orizzonte temporale triennale. Ciò nonostante, merita sottolineare come il Decreto Rinnovabili introduca previsioni di favore per gli impianti idonei iscritti nei registri precedenti – quindi, per lo più impianti sotto i 5 MW – ma in posizione non utile poiché non rientrati nel contingente incentivato. Questi impianti, se entrassero in esercizio entro il 30 giugno 2017, beneficerebbero delle più favorevoli tariffe incentivanti stabilite dal D.M. 6 luglio 2012. In sintesi, il Decreto Rinnovabili sembra dunque presentare luci ed ombre. Sicuramente positiva la scelta di mettere a disposizione ulteriori 1370 MW di contingente incentivato corrispondenti a 435 milioni di euro: sufficienti a dare nuova linfa al mercato. D'altro lato, l'articolo 29 sul frazionamento sembra un'occasione persa per regolare situazioni complesse per le quali è necessario un chiarimento definitivo nell'interesse del settore. Il nuovo decreto ministeriale del 23.06.2016 ha stabilito i nuovi incentivi e le relative regole applicative per l'ottenimento degli stessi, in particolare ha ridotto notevolmente gli incentivi previsti dal precedente decreto ministeriale del 6.07.2012 ed ha inserito la necessità per la partecipazione alle aste della presentazione di fidejussioni bancarie e non più assicurative a garanzia della realizzazione dell'impianto. Tali modifiche hanno reso necessario che gli impianti da realizzare siano più performanti ovvero capaci di produrre il massimo quantitativo di energia diminuendo gli investimenti e quindi riducendo il numero di aerogeneratori, ma prevedendo l'utilizzo delle tecnologie più moderne.

Il DM 4 Luglio 2019

Il nuovo decreto 4 luglio 2019 riguardante gli incentivi alle fonti rinnovabili per il triennio 2019-2021 (il "Nuovo DM FER") è stato approvato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, è

stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019 ed è entrato in vigore il 10 agosto 2019.

L'obiettivo della norma è sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili per il raggiungimento dei target europei al 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), attraverso la definizione di incentivi e procedure indirizzati a promuovere l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità, sia in termini ambientali che economici, del settore.

Il provvedimento, in particolare, incentiva la diffusione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione.

La disciplina contenuta nel Nuovo DM FER è in gran parte simile a quella prevista nel DM 2016.

L'accesso agli incentivi potrà avvenire unicamente mediante iscrizione ai registri e partecipazione alle procedure competitive d'asta. Diversamente da quanto previsto nel DM 2016, il Nuovo DM FER elimina l'accesso diretto per gli impianti di piccola taglia.

Un cambiamento significativo è rappresentato dalle nuove soglie di potenza discriminanti l'accesso agli incentivi mediante iscrizione nei registri rispetto alla partecipazione alle aste al ribasso. Tale soglia, che ai sensi del DM 2016 era di 5 MW di potenza per tutte le fonti, è stata ridotta a 1 MW. In sintesi, gli impianti - sia nuovi, ripotenziati o ristrutturati - con potenza tra 0 e 1 MW accedono tramite registri; mentre gli impianti con potenza superiore a 1 MW accedono tramite aste. Tale novità viene giustificata facendo riferimento ai risultati dei registri ex DM 2016 che hanno visto in molti casi la saturazione dei contingenti.

Altro elemento di novità è il raggruppamento degli impianti in due categorie distinte per fonte energetica, ciascuna delle quali concorrerà nel medesimo registro o nella medesima procedura d'asta. Tali categorie sono (A) eolico e fotovoltaico, (A-2) solo per i registri, impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di eternit, e (B) idroelettrico e impianti alimentati a gas. Ad esse si affianca poi la terza categoria degli impianti oggetto di rifacimento. Anche in questo caso la scelta è orientata dalla possibilità di far competere diverse categorie di impianti con analoghe potenzialità di riduzione dei costi.

Sono previsti sette round di registri e aste, vale a dire uno ogni 4 mesi a partire dal primo a settembre 2019 e terminando con l'ultimo a settembre 2021

Viene infine introdotta la possibilità di partecipare alle aste ed ai registri anche agli aggregati costituiti da più impianti appartenenti al medesimo gruppo e che abbiano nel caso dei registri una potenza unitaria superiore a 20 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW, e (ii) per le aste una capacità unitaria tra i 20 kW e i 500 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW.

Sia per le aste che per i registri è stato introdotto, tra i criteri di priorità, l'antioriorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura; i partecipanti dovranno quindi, a parità di requisiti con altri progetti, cercare di formalizzare la propria partecipazione nel minor tempo possibile al fine di guadagnare ulteriori possibilità di risultare aggiudicatari.

Per quanto riguarda le tariffe, è confermato che gli impianti che entreranno in operazione entro 1 anno dall'entrata in vigore del Nuovo DM FER, beneficeranno dalle tariffe più alte previste dal DM 2016.

La SEN – Strategia Energetica Nazionale

Nel 2017 è stata varata la Strategia energetica nazionale (SEN) che definisce la politica energetica italiana per i prossimi dieci anni.

Il documento prevede la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2025, il 28% dei consumi energetici coperti da fonti rinnovabili, di questi il 55% riguarda l'elettricità. In termini di efficienza energetica la Sen prevede una riduzione del 30% dei consumi entro il 2030.

Tra gli obiettivi anche il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento, la riduzione dei gap di prezzo dell'energia e la promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili. Un percorso che entro il 2050 prevede, in linea con la strategia europea, la riduzione di almeno l'80 per cento delle emissioni rispetto al 1990, per contrastare i cambiamenti climatici.

In particolare, gli 8 gigawatt di potenza coperta da centrali a carbone dovranno uscire dal mix energetico nazionale entro il 2025, con cinque anni di anticipo rispetto alla prima versione la SEN che prevedeva la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2030. **Perché questo avvenga l'effetto nimby dovrà essere annullato, i cittadini dovranno essere consapevoli della di accettare nuovi impianti a fonti rinnovabili e di ridurre i consumi. Servirà, soprattutto, la collaborazione delle amministrazioni locali che non potranno mettere alcun veto sulla realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili.**

Il documento fissa il **28% di rinnovabili** sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015. Nel dettaglio, si dovrà arrivare al 2030 con il **55% dei consumi elettrici di energia prodotta da rinnovabili** e del 30% per i consumi termici.

Più recentemente, il meccanismo di governance delineato in sede UE prevede che ciascuno Stato membro sia chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la fissazione di propri target 2030. A tale fine sono preordinati i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - **PNIEC**, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030. Il Governo Italiano ha inviato il proprio PNIEC definitivo per gli anni 2021-2030 alle Istituzioni europee a gennaio scorso, a termine di un percorso iniziato nel 2018 e concertato con l'Unione.

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

Tabella 5: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e 2030 (fonte PNIEC2020)

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-23%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

2.2.4 La politica energetica della Sicilia

La Regione Sicilia, con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1 del 3 febbraio 2009 ha approvato il "Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P.E.A.R.S.)", in quanto provvedimento attuativo in Sicilia – in coerenza allo Statuto Regionale – del D.Lgs 29.12.2003 n. 387, a sua volta attuazione della Direttiva 2001/77/CE, della L. 23.08.2004 n.239, del D.Lgs 30.05.2008 n.115 di attuazione della Direttiva 2006/32/CE. Tale documento, in linea con la Direttiva 2001/42/CE, risponde all'esigenza di far seguito agli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto impostando le azioni nel periodo 2009-2012 su due obiettivi:

- valorizzazione e gestione razionale delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili;
- riduzione delle emissioni climalteranti ed inquinanti.

A seguito di Sentenza del TAR Sicilia n. 1849 del 12/20/2010 il P.E.A.R. viene annullato ed un nuovo P.E.A.R. viene approvato con Decreto Presidenziale n. 48 del 18 luglio 2012.

Del PEARS è stato elaborato poi un documento di aggiornamento a partire dal febbraio del 2019 (PEARS 2030), documento in attesa di approvazione, "Verso l'autonomia energetica della Sicilia" ove sono fissati gli obiettivi al 2030 con relative tre linee guida da porre alla base delle azioni della nuova pianificazione energetico-ambientale regionale quali:

- sviluppo ed espansione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili;
- maggiore partecipazione a livello internazionale;
- tutela del patrimonio storico-artistico siciliano.

Sulla base delle sopracitate linee guida vengono individuati cinque macro-obiettivi, quali pilastri della strategia energetica regionale, ulteriormente distinti in macro-obiettivi verticali e trasversali, quali:

Macro-Obiettivi Verticali:

1) promuovere lo sviluppo delle FER, minimizzando l'impiego di fonti fossili;

2) promuovere l'efficientamento energetico per ridurre i consumi energetici negli usi finali;

Macro-Obiettivi Trasversali:

- 3) ridurre le emissioni di gas climalteranti;
- 4) favorire il potenziamento delle Infrastrutture energetiche in chiave sostenibile (anche in un'ottica di generazione distribuita e di smart grid);
- 5) promuovere le clean technologies e la green economy per favorire l'incremento della competitività del sistema produttivo regionale e nuove opportunità lavorative.

A tali macro-obiettivi, verticali e trasversali, si fa corrispondere poi una successiva articolazione di obiettivi specifici (Tabella 3)

Macro obiettivi verticali	1. PROMUOVERE LO SVILUPPO DELLE FER, MINIMIZZANDO L'IMPIEGO DI FONTI FOSSILI	
	1.1	Incrementare la produzione di energia elettrica dall'utilizzo della risorsa solare
	1.2	Incrementare la produzione di energia elettrica da fonte eolica
	1.3	Promuovere lo sviluppo di impianti idroelettrici
	1.4	Promuovere lo sviluppo delle bioenergie
	1.5	Promuovere lo sviluppo di sistemi di accumulo e della rete elettrica
	1.6	Promuovere lo sviluppo di FER termiche
	1.7	Incrementare l'elettrificazione dei consumi finali
	2. PROMUOVERE LA RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI	
	2.1	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, non residenziali di proprietà degli Enti pubblici
	2.2	Ridurre i consumi energetici nella pubblica illuminazione
	2.3	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel patrimonio immobiliare privato ad uso residenziale e non
	2.4	Favorire l'efficientamento e/ o la riconversione di tutte le centrali termoelettriche alimentate da fonti fossili
	2.5	Ridurre i consumi energetici nei cicli e nelle strutture produttive
	2.6	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti, favorendo la mobilità sostenibile
	2.7	Favorire la transizione energetica nelle isole minori

Macro obiettivi trasversali	3. RIDURRE LE EMISSIONI DI GAS CLIMA ALTERANTI	
	3.1	Promuovere l'utilizzo di tecnologie basso emissive
	3.2	Promuovere la riduzione del consumo finale lordo
	4. FAVORIRE IL POTENZIAMENTO IN CHIAVE SOSTENIBILE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE	
	4.1	Favorire lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture della Trasmissione (RTN) e Distribuzione di energia elettrica
	4.2	Promuovere il modello di sviluppo basato sulla generazione distribuita
	4.3	Favorire lo sviluppo delle smart grid
	4.4	Favorire il recupero di aree degradate e per lo sviluppo delle FER
	5. PROMUOVERE LA GREEN ECONOMY SUL TERRITORIO SICILIANO	
	5.1	Favorire lo sviluppo tecnologico di sistemi e componenti clean
5.2	Favorire lo sviluppo delle filiere energetiche locali (agricole, manifatturiere, forestali, edilizia sostenibile)	
5.3	Promuovere la predisposizione di progetti di sviluppo territoriale sostenibile	
5.4	Sostenere la qualificazione professionale e la formazione nel settore energetico	

Tabella 4: Obiettivi specifici corrispondenti ai Macro-obiettivi del PEARS 2030

Tabella 6: Obiettivi specifici corrispondenti ai Macro-obiettivi del PEARS 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Per la fonte eolica il Piano fissa come obiettivo al 2030 quello di raggiungere un valore di produzione pari a circa 6,17 TWh, più del doppio rispetto al valore del 2017 (2,85 TWh) (Figura 1-6). Il Piano fissa, inoltre, l'obiettivo di avere una potenza installata di impianti eolici pari a 3 GW nel 2030, rispetto ai quasi 1,9 GW del 2018 (Figura 1-7).

	2017	2030
Produzione rinnovabile	5,3	13,22
Solare Termodinamica	0	0,4
Idrraulica	0,3	0,3
Biomasse	0,2	0,3
Eolico	2,85	6,17
Fotovoltaico	1,95	5,95
Moto ondoso	0	0,1
Produzione non rinnovabile	12,8	5,78
Totale	18,1	19
Quota FER	29,30%	69%

Figura 4: Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) PEARS 2030

Fonte	2018	2020	2030
Idroelettrica	162,511	162,511	162,511
Fotovoltaica	1.398,29	1.556,69	4.018,29
Eolica	1.887,15	1.927,15	3.000,00
Termodinamica	0,033	19,033	200
Bioenergie	74	77	83,5
Totale	3.521,98	3.714,38	7.464,30

Figura 5: Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (MW) PEARS 2030

Tale incremento di energia prodotta sarà conseguito soprattutto attraverso interventi di revamping e repowering degli impianti esistenti e, per la quota rimanente, attraverso la realizzazione di nuovi impianti di media e grande taglia da installare in siti in cui non si riscontrano vincoli ambientali.

2.2.5 Il contributo dell'impianto eolico di progetto

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto è in linea con gli obiettivi della programmazione energetica ambientale internazionale, nazionale, regionale che prevede l'incentivo all'uso razionale delle fonti energetiche rinnovabili.

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto rispecchia gli obiettivi del PEARS e della SEN che promuovono, tra le altre cose, l'incentivo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, favorendo la riduzione delle emissioni in atmosfera, in particolar modo di CO2.

2.2.6 Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali.

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e, in relazione alla tipologia di generazione, risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche e sia in riferimento agli accordi globali in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato dall'Unione Europea);

A fronte degli scarsi risultati fino ad ora raggiunti, la recente (dicembre 2019) COP 25, Conferenza Mondiale sul Clima promossa dalle Nazioni Unite, ha riproposto con forza l'impegno per raggiungere l'obiettivo concordato con l'Accordo di Parigi per limitare il riscaldamento globale e promuovere un definitivo e risolutivo processo di transizione energetica che ponga al centro l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in sostituzione di quelle fossili il cui utilizzo favorisce l'immissione in atmosfera di gas climalteranti.

È opportuno richiamare gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale l'ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell'obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato del 2015.

Il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione, secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO, dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030.

La SEN 2017 è tuttora vigente, per quanto il Governo attualmente in carica per superarne le previsioni, a fine dicembre 2018 ha varato la proposta di un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), ora al vaglio della Commissione Europea, così come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

La SEN 2017, risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990 e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Data la particolarità del contesto ambientale e paesaggistico italiano, la SEN 2017 pone grande rilievo alla compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio.

Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, che si caratterizzano come potenzialmente impattanti per alterazioni percettive (eolico) e consumo di suolo (fotovoltaico).

Per la questione eolico e paesaggio, la SEN 2017 propone
 "... un aggiornamento delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti."

In generale, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi del D.lgs 387/2003 e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

Da quanto su richiamato è evidente la compatibilità del progetto rispetto alla SEN, in quanto esso contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

2.2.7 *Burden Sharing*

La promozione delle energie rinnovabili - energia eolica, solare (termica e fotovoltaica), idraulica, mareomotrice, geotermica e da biomassa - costituisce da tempo uno degli obiettivi principali della politica dell'Unione europea nel settore energetico, in quanto dallo sviluppo del settore delle energie alternative può derivare non solo un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dal Protocollo di Kyoto (vedi in proposito la scheda Il Protocollo di Kyoto), ma anche una riduzione della dipendenza dell'Unione europea (UE) dalle importazioni di combustibili fossili (in particolare gas e petrolio). L'Unione Europea ha varato una serie di provvedimenti che fissano in modo vincolante il percorso che si intende intraprendere fino al 2020, per contrastare gli effetti sul clima dell'attuale livello di consumo energetico:

- il 20% dell'energia primaria dovrà essere prodotta con fonti rinnovabili;
- le emissioni in atmosfera dovranno essere ridotte di un ulteriore 20%;
- 20% di risparmio energetico, da ottenere soprattutto attraverso un ampio recupero di efficienza energetica.

Nel pacchetto di misure approvato dall'UE il 23 gennaio 2008 rientra anche una proposta di direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili (riguardante in particolare i settori dell'elettricità, del riscaldamento-raffreddamento e dei trasporti), con la quale furono fissati obiettivi giuridicamente vincolanti per ciascuno Stato membro, tali da incrementare la quota complessiva di energie rinnovabili sul consumo energetico finale della UE, pari all'8,5%, fino al 20% nel 2020. Per l'Italia l'incremento finale, entro il 2020, dovrà essere non inferiore al 17%.

Con **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012 (cd Decreto Burden Sharing)**, in attuazione dell'articolo 37, comma 6, del decreto legislativo n. 28 del 2011 e nel rispetto dei criteri di cui all'articolo 2, comma 167, della legge n. 244 del 2007 e successive modificazioni, sono stati definiti e quantificati gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna Regione e Provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili

nei trasporti. Lo stesso Decreto, in attuazione dell'articolo 37, comma 6, del decreto legislativo n. 28 del 2011, ha definito le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 2, comma 170, della legge n. 244 del 2007.

Per la quantificazione degli obiettivi da assegnare a ciascuna regione e provincia autonoma, si è assunto a riferimento gli obiettivi nazionali definiti nel PAN (Piano di Azione Nazionale).

L'articolo 3 della Direttiva 2009/28/CE richiede che ogni Stato membro assicuri:

- che la propria quota di energia fonti rinnovabili (FER) sul consumo energetico finale lordo (CFL) nel 2020 sia almeno pari al proprio obiettivo nazionale (Come già detto, tale obiettivo per l'Italia è fissato pari al 17%);
- che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti.

Secondo il Piano Azione Nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, presentato dall'Italia il 31 luglio 2010 alla Commissione europea gli obiettivi vincolanti:

- il Consumo energetico Finale Lordo CFL al 2020 è posto pari a 133 Mtep e conseguentemente l'obiettivo del 17% richiede uno sviluppo delle FER pari a 22,6 Mtep.
- per quanto riguarda l'obiettivo del 10% sui trasporti, considerando i criteri previsti dalla Direttiva, il valore dei consumi stimato al 2020 è pari a circa 35,3 Mtep, e quindi, l'impiego di FER per trasporti al 2020 è pari a circa 3,5 Mtep.

Coerentemente con la logica della Direttiva 2009/28/CE, per conseguire l'obiettivo nazionale di sviluppo delle FER, il PAN opera su due fronti: la riduzione del CFL e l'incremento dell'impiego delle FER. Per ciascuna Regione e provincia autonoma, sono definite le ripartizioni al 2020 dei valori di CFL (consumi finali lordi), FER-E (consumi da fonti rinnovabili prodotta in Italia), FER-C (consumi di fonti rinnovabili per il riscaldamento e raffreddamento) in coerenza con gli obiettivi definiti dal PAN e secondo la metodologia definita nell'Allegato 2 al DM 15 marzo 2012.

Il **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012**, all'art. 5 stabiliva che a decorrere dal 2013, successivamente all'approvazione delle metodologie di cui all'articolo 40, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 28 del 2011, il Ministero dello sviluppo economico, doveva provvedere, entro il 31 dicembre di ciascun anno alla verifica per ciascuna regione e provincia autonoma della quota del consumo finale lordo di energia coperta da fonti rinnovabili, riferita all'anno precedente.

Per poter conseguire tali finalità, le Regioni e Province autonome erano tenute a trasmettere al Gestore Servizi Energetici GSE S.p.A. e al Ministero dello sviluppo economico:

- a) copia delle intese e degli accordi conclusi ai sensi dell'articolo 37, comma 4, lettera a) del decreto legislativo n. 28 del 2011, nonché degli accordi per trasferimenti statistici di cui all'articolo 37, comma 1, dello stesso decreto legislativo;
- b) i valori dell'energia effettivamente trasferita, nell'anno precedente, in attuazione delle intese e degli accordi di cui alla lettera a);
- c) gli elementi atti a dimostrare la partecipazione alla copertura dei costi per i trasferimenti statistici e i progetti comuni previsti dall'articolo 35 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Lo stesso art.5 istituisce un osservatorio (osservatorio burden sharing) con la rappresentanza di Amministrazioni centrali e regionali, con i

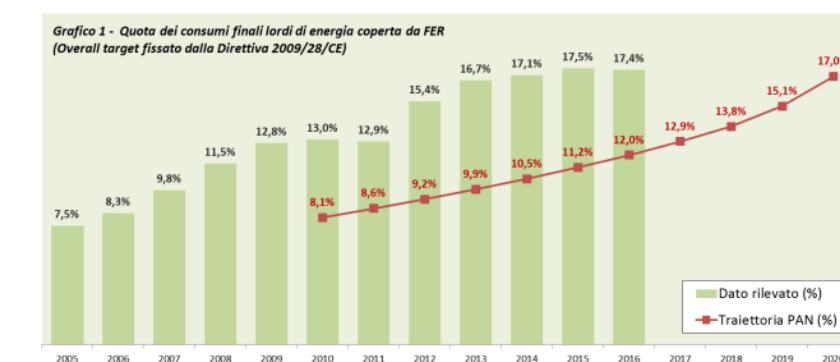
compiti di analisi, proposta, consultazione e confronto tecnico sulle modalità di raggiungimento degli obiettivi regionali nonché di supporto e di scambio di buone pratiche in particolare finalizzate al contenimento dei consumi finali nell'ambito delle politiche territoriali. Nello svolgimento delle sue attività, il predetto osservatorio si avvale degli strumenti statistici sviluppati dal GSE nonché dalle Regioni e Province autonome e propone eventuali miglioramenti della metodologia di cui DM 12 marzo 2012.

Con **D.M. Sviluppo economico 11 maggio 2015**, in attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo n. 28 del 2011 e nel rispetto delle finalità di cui al medesimo articolo 40, commi 1 e 2, è stata approvata la metodologia di monitoraggio per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, definiti nella Tabella A di cui all'articolo 3, comma 2, del decreto 15 marzo 2012.

Il compito di monitorare annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati dal D.M. Burden Sharing è assegnato al GSE dal Decreto 11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico. La metodologia di monitoraggio, approvata dallo stesso decreto, prevede l'utilizzo dei dati sui consumi regionali di energia da fonti rinnovabili rilevati dal GSE (che, per la produzione elettrica, fa a sua volta riferimento prioritario a dati TERNA) e dei dati sui consumi regionali di energia da fonti non rinnovabili elaborati da ENEA.

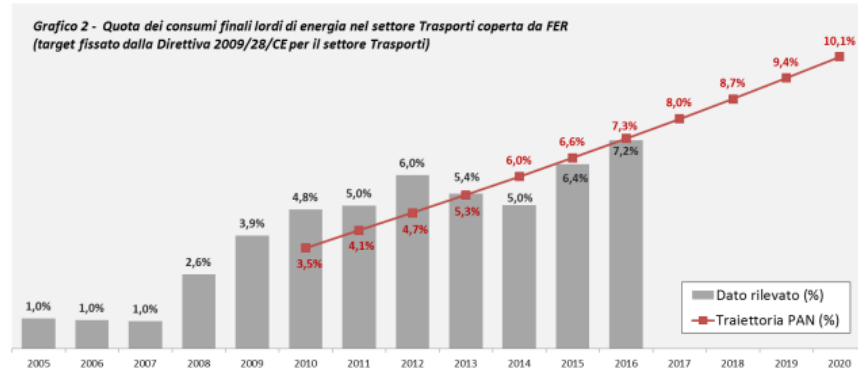
Con riferimento agli obiettivi vincolanti del PAN, i risultati del monitoraggio riportati nel rapporto 2017 del GSE sul periodo 2012-2016 hanno evidenziato che la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili rilevata nel 2016 (17,4%), pur lievemente inferiore all'anno precedente, è risultata superiore – per il terzo anno consecutivo – al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%). Tale risultato è da collegare non solo al progressivo incremento dei consumi di energia da FER - che dal 2013 mostrano anzi un rallentamento nei ritmi di crescita, sino a quel momento assai sostenuti - bensì principalmente agli effetti della crisi economica e delle politiche di efficienza energetica sui consumi energetici complessivi (denominatore del rapporto).

Grafico 1



Per quanto riguarda invece il settore trasporti, in Italia nel 2016 la quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER risultava pari al 7,2%, appena inferiore al dato previsto dal PAN e in deciso aumento rispetto al dato dell'anno precedente (6,4%), principalmente per effetto dell'incremento, in termini energetici, della quota minima obbligatoria di miscelazione dei biocarburanti e delle modalità di conteggio dell'energia elettrica rinnovabile. La distanza assoluta dal target 2020 (10%), da coprire nel quadriennio 2017-2020, restava pertanto pari a 2,8 punti percentuali.

Grafico 2



I grafici a seguire riportano i risultati delle elaborazioni per gli anni 2012-2016 per singola Regione. In particolare:

- il grafico A e il grafico B confrontano rispettivamente i CFL da FER rilevati e dei CFL complessivi rilevati nel 2016 con le previsioni del D.M. burden sharing per il 2016 e il 2020;
- il grafico C confronta gli indicatori-obiettivo (rapporto tra CFL da FER e CFL) rilevati nel 2012 e nel 2016 con quelli previsti dal D.M. burden sharing per gli anni 2016 e 2020;

Grafico A - consumi finali di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore trasporti) - ktep

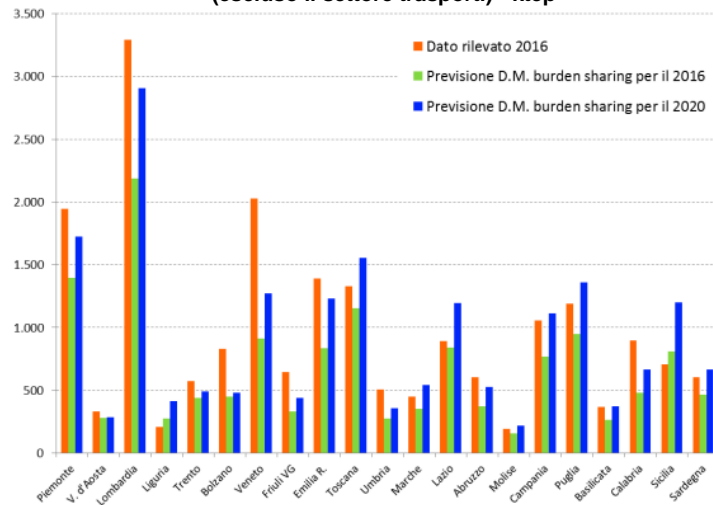


Grafico B - consumi finali lordi di energia ktep

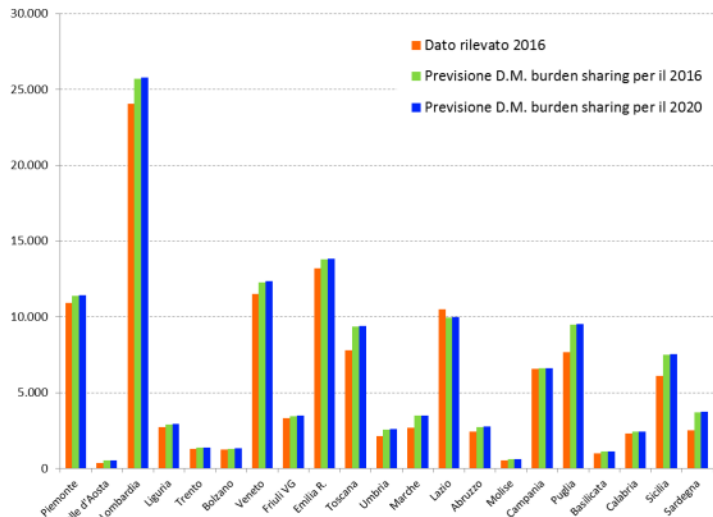
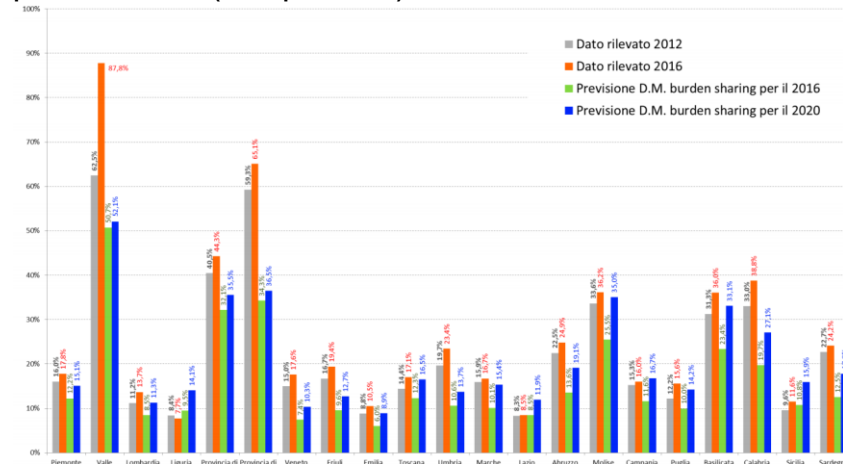


Grafico C - Verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota % dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili Confronto tra dati rilevati nel 2012 e nel 2016 e previsioni del D.M. 15/3/2012 (burden sharing) per il 2016 e il 2020 (valori percentuali)



Dal monitoraggio eseguito nel periodo 2012-2016, i cui risultati sono sintetizzati nei grafici precedenti, si rileva che la maggior parte delle regioni e delle province autonome hanno registrato, nel 2016, una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (ovvero il rapporto tra i CFL da FER e i CFL complessivi, illustrati rispettivamente nelle tabelle 2 e 3) superiore alle previsioni del decreto burden sharing relative al 2016. In numerose regioni risultano superati anche gli obiettivi fissati per il 2020. A livello complessivo nazionale, il dato rilevato al 2016 (16,6%, al netto del contributo FER nel settore dei trasporti) conferma quello dell'anno precedente e risulta superiore sia alla previsione per lo stesso 2016 (10,6%) sia alla previsione per il 2020 (14,3%, ovvero l'obiettivo nazionale del 17% al netto dei contributi delle FER nei trasporti al numeratore).

Con riferimento alla Regione Sicilia, come si rileva dal grafico e dalla tabella di dettaglio a seguire, nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili è pari al 13,1%; il dato è leggermente inferiore alle previsioni per tale anno (12,5%).

Si fa presente, che in termini assoluti l'aliquota di CFL-FER dal 2012 al 2017 registrata si è sempre mantenuta al di sopra dei valori degli obiettivi. Inoltre l'incremento di crescita dei valori di CFL-FER dal 2012 al 2016 ha subito un rallentamento con delle inflessioni di crescita (ad esempio al 2015 si è registrato un valore di CFL-FER inferiore rispetto al 2014).

Pertanto, sia in termini percentuali che in termini assoluti al 2016 le aliquote di CFL-FER e di CFL non hanno ancor raggiunto l'obiettivo fissato per entrambe al 2020.

Grafico D - Regione Sicilia Monitoraggio obiettivi regionali fissati dal DM 15 marzo 2012 "Burden Sharing" Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (%)

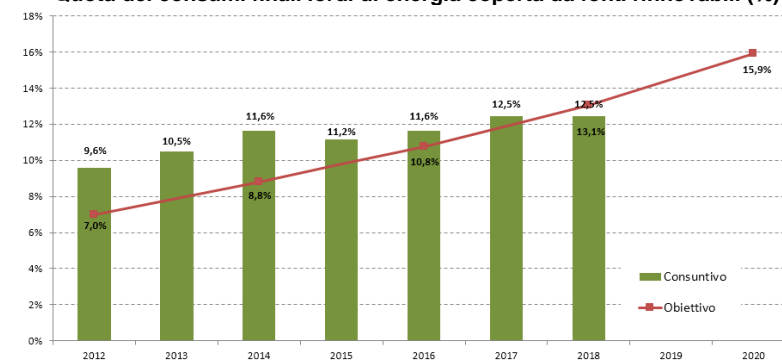


Tabella - Regione Sicilia Monitoraggio obiettivi regionali fissati dal DM 15 marzo 2012 "Burden Sharing" Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (%)

Anno	CFL FER (ktep)		CFL (ktep)		CFL FER / CFL (%)	
	Consuntivo	Obiettivo	Consuntivo	Obiettivo	Consuntivo	Obiettivo
2012	637	523	6.639	7.467	9,6%	7,0%
2013	684		6.529		10,5%	
2014	726	659	6.253	7.488	11,6%	8,8%
2015	699		6.255		11,2%	
2016	706	808	6.063	7.509	11,6%	10,8%
2017	752		6.033		12,5%	
2018	731	983	5.867	7.530	12,5%	13,1%
2019						
2020		1.202		7.551		15,9%

Terna ha provveduto alla registrazione dei consumi totali e per ogni singolo settore merceologico per ogni regione italiana. Tali dati sono resi disponibili sul sito internet di Terna.

La Sicilia, tuttavia, continua a mostrare, con riferimento alle altre regioni italiane, la minor crescita di consumi da fonti rinnovabili; ciò influisce sulle previsioni al 2020, che evidenziano una criticità nel raggiungimento dell'obiettivo prefissato.

In considerazione di quanto esposto è possibile desumere che risulta necessaria la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili tali da garantire il raggiungimento degli obiettivi, che in termini assoluti non sono stati ancora raggiunti.

In tale ottica, **la realizzazione dell'impianto di progetto per il quale si stima una produzione di energia elettrica pari a circa 137,27 GWh annui, concorrerà non solo a colmare gli obiettivi regionali non raggiunti al 2020, ma anche a raggiungere degli obiettivi su scala nazionale previsti per il 2030.**

2.3 Paesaggio e patrimonio storico culturale

2.3.1 Il Codice dei Beni Culturali

Il "Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal DLgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Tutti gli aerogeneratori sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi del D.Lgs. n.42/04, come la gran parte delle opere dell'impianto. Solo il cavidotto esterno ricade con due brevi tratti nella fascia dei 150 m dal "Torrente Iudeo" iscritto nell'elenco delle acque pubbliche e quindi soggetto a tutela dal Codice dei Beni culturali e del paesaggio. In particolare un'interferenza si verifica in corrispondenza dell'innesto tra la strada comunale "Calamita" e la strada provinciale SP40. L'altra interferenza si verifica in corrispondenza dell'innesto tra la strada provinciale SP 40 e la SP8 (incrocio con la SS118).

In entrambi i casi il cavidotto è previsto interrato su viabilità esistente pertanto non comporterà alterazione del suolo né determinerà interferenze dirette con l'idrografia superficiale. Inoltre essendo interrato, il cavidotto non determinerà interferenze di tipo percettivi. In conclusione l'intervento sarà compatibile con il Codice dei Beni culturali.

Si fa presente che, ai sensi del D.P.R n.31 del 2017 "Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata", i cavidotti interrati interferenti con vincoli paesaggistici sono esenti da autorizzazione paesaggistica secondo quanto riportato all'allegato A punto A.15 del suddetto decreto.

Tanto a dimostrazione del fatto che anche la normativa nazionale di settore ritiene che interventi come quello previsto in progetto siano tali da non determinare interferenze di carattere paesaggistico.

2.3.2 Il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale della Regione Sicilia

Con delibera n.6080 del 21 Maggio 1999, su parere favorevole reso dal comitato tecnico scientifico del 30 APRILE 1996, sono state approvate le linee guide del Piano Territoriale Paesistico Regionale della Regione Sicilia.

Le Linee Guida del Piano Territoriale Paesaggistico Regionale e l'Atto di Indirizzo dell'Assessorato Regionale per i Beni Culturali ed Ambientali e per la Pubblica Istruzione, adottato con D.A. n.5820 dell'08/05/2002, hanno articolato il territorio della Regione in 18 ambiti territoriali individuati dalle stesse Linee Guida.

Il territorio interessato dal progetto ricade all'interno degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani "Area della Pianura costiera occidentale - Area delle colline del trapanese" che interessano, l'intero territorio comunale Mazara del Vallo e di Marsala.

Le Linee Guida, basate su una attenta valutazione dei valori paesaggistici e culturali del territorio, definiscono un regime normativo orientato alla tutela ed alla valorizzazione del territorio, integralmente recepito dai Piani Territoriali Paesaggistici Provinciali.

Il Piano Territoriale Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani

Il Piano Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani "Area della Pianura costiera occidentale - Area delle colline del trapanese" interessa il territorio dei comuni di: Alcamo, Campobello di Mazara, Castelvetrano, Erice, Gibellina, Marsala, Mazara del Vallo, Paceco, Partanna, Petrosino, Poggioreale, Salaparuta, Salemi, Santa Ninfa, Trapani, Vita.

Il Piano Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 è redatto in adempimento alle disposizioni del D.lgs. 22 gennaio 2004, n.42, così come modificate dal D.lgs. 24 marzo 2006, n.157, D.lgs. 26 marzo 2008 n. 63, in seguito denominato Codice, ed in particolare all'art.143 al fine di assicurare specifica considerazione ai valori paesaggistici e ambientali del territorio attraverso:

- l'analisi e l'individuazione delle risorse storiche, naturali, estetiche e delle loro interrelazioni secondo ambiti definiti in relazione alla tipologia, rilevanza e integrità dei valori paesaggistici;

- prescrizioni ed indirizzi per la tutela, il recupero, la riqualificazione e la valorizzazione dei medesimi valori paesaggistici;
- l'individuazione di linee di sviluppo urbanistico ed edilizio compatibili con i diversi livelli di valore riconosciuti.

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PPTR si rileva quanto segue:

Regimi normativi (rif. tav. 2.1.a della sezione 2)

- o L'area d'impianto appartiene al Paesaggio locale 16 denominato "Marcanzotta": è il paesaggio locale più esteso della provincia, dominato dal massiccio di Montagna Grande, che svetta fino a 751 metri slm. Tre gli elementi caratterizzanti il paesaggio di questo vasto territorio: la complessa idrografia, i borghi agrari, la forte vocazione agricola dell'economia.
- o Gli aerogeneratori non interferiscono con aree di tutela o aree di recupero;
- o Parte del cavidotto interferisce con un'area di tutela 1. Ai sensi dell'art. 36 comma 2 par. 16.b delle NTA del PTPR in tali aree non è espressamente vietata la realizzazione di impianti eolici e opere accessorie. Ad ogni modo si fa presente che la posa dei cavidotti in tali aree è prevista sempre su viabilità esistente pertanto la posa non comporterà alterazione del suolo. In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche attuali e l'intervento sarà il meno invasivo possibile.

Beni paesaggistici (rif. tav. 2.1.b della sezione 2)

- o Non risultano interferenze con i corsi d'acqua presenti nell'area di interesse, solo parte del cavidotto interferisce con il buffer dei 150 m, ma trattandosi di posa su viabilità esistente, essa non altererà le condizioni idrogeologiche e paesaggistiche attuali;
- o Si riscontra la presenza di un'area di interesse archeologico posta a nord dell'aerogeneratore A4 che risulta essere distante circa 400 m, pertanto non si evidenziano interferenze con tale area;
- o Gli aerogeneratori non interferiscono con aree boscate, dalle quali è garantita una distanza minima di 800 metri (A8).

Componenti del paesaggio (rif. tav.2.1.c della sezione 2)

- o Gli aerogeneratori ricadono prevalentemente nella componente paesaggio del vigneto ad eccezione della A2 e A6 che ricadono nella componente paesaggio delle colture erbacee Ai sensi dell'art. 36 comma 1 par. c delle NTA del PTPR in tali aree non è espressamente vietata la realizzazione di impianti eolici. In merito al rapporto tra le opere messe in progetto e le colture delle aree interessate si rimanda allo studio Pedagogico (rif. tav. 0.3);
- o Nell'area di progetto sono indicati diversi pozzi riportati come "pozzi e pozzi termali" sulla tavola delle componenti del paesaggio, in particolar modo uno ricade nelle vicinanze della torre A08. Le NTA del PTPR di Trapani all'art. 11 comma B par. c, prevedono come oggetto di attenzione e di tutela i pozzi e le sorgenti utilizzati per scopi idropotabili, in ragione

della loro rilevanza per gli assetti idrogeologici e il mantenimento degli equilibri ambientali. Le NTA sanciscono che "la tutela dinamica di questi sistemi ambientali va attuata fissando parametri idrogeologici attraverso i quali individuare delle aree di rispetto sufficienti a proteggere l'acquifero cui sorgenti e pozzi fanno capo".

La normativa nazionale, in particolare modo il D. Lgs 152/2006 art 94 comma 6 prevede che "in assenza dell'individuazione da parte delle regioni o delle province autonome della zona di rispetto ai sensi del comma 1, la medesima ha un'estensione di 200 metri di raggio rispetto al punto di captazione o di derivazione".

Si fa presente che, per quanto desumibile dal Piano di Tutela delle Acque della Sicilia, nella zona prossima all'installazione degli aerogeneratori non ricadono pozzi ad uso idropotabile come si rileva dall'allegato 17 al suddetto Piano, riportato in stralcio a seguire.

Codice Biorosa	Denominazione Biorosa	Ubicazione Biorosa		Acquedotto alimentato ¹	Bacino di utenza della biorosa	Dati tecnici della biorosa					
		Comune	Località			Di. Direccionamento E. Inoltramento	Comune/Provincia	Portata media (lit/s)	Volume minimo utilizzato per uso civile (lit ³)	In esercizio	Profondità (mt)
10TP00 G0007 P0001	Pozzo Assini 2	Cutrociaci	Assini	Di. Acquedotto di Cutrociaci	Cutrociaci - centro urbano	20,00	600.000	si	178	270	1
10TP00 G0011 P0001	Pozzo Cozzo Grande	Marsala	Cozzo Grande	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	130,00	3.784.000	si	80	300	8
10TP00 G0011 P0002	Pozzo Ben S. Anna	Marsala	S. Anna	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	60,00	1.892.000	si	80	300	5
10TP00 G0011 P0003	Pozzo Senesero	Marsala	Via Pivrea	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	6,00	189.200	si	33	300	1
10TP00 G0011 P0004	Pozzo Scrocianazzo II	Marsala	Scrocianazzo	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	5,00	158.000	si	44	300	1
10TP00 G0011 P0005	Pozzo Scrocianazzo IV	Marsala	Scrocianazzo	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - Altre località	5,00	158.000	si	44	300	1
10TP00 G0011 P0006	Pozzo Baa	Marsala	Via Salemi	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	10,00	315.000	si	44	300	1
10TP00 G0011 P0007	Pozzo Deadio	Marsala	Via della Giovenni	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - centro urbano	15,00	630.000	si	40	300	1
10TP00 G0011 P0008	Pozzo Santarmano	Marsala	Ambulana	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - Altre località	3,00	94.000	si	40	300	1
10TP00 G0011 P0009	Pozzo Panorella	Marsala	Panorella	Di. Acquedotto di Marsala	Marsala - Altre località	10,00	315.000	si	80	300	1
10TP00 G0012 P0001	Pozzo Ramisella	Mazara del Vallo	Ramisella	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	42,00	1.324.000	si	45	n.d.	3
10TP00 G0012 P0002	Gruppo pozzi Messina	Mazara del Vallo	Messina	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	45,00	1.419.000	si	50-75	300	4
10TP00 G0012 P0003	Pozzo S. Miceli	Mazara del Vallo	S. Miceli	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	20,00	620.000	si	63-65	300	3
10TP00 G0012 P0004	Pozzo San Nicola 1	Mazara del Vallo	San Nicola	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	15,00	473.000	si	40	800	1
10TP00 G0012 P0005	Pozzo San Nicola 2	Mazara del Vallo	San Nicola	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	15,00	473.000	si	35	800	1
10TP00 G0012 P0006	Pozzo Minnoliti	Mazara del Vallo	Minnoliti	Di. Acquedotto di Mazara del Vallo	Mazara del Vallo - centro urbano	6,00	189.200	si	20	300	1

10TP00 G0012 P0001	Pozzo Ramisella	Mazara del Vallo	Ramisella
10TP00 G0012 P0002	Gruppo pozzi Messina	Mazara del Vallo	Messina
10TP00 G0012 P0003	Pozzo S. Miceli	Mazara del Vallo	S. Miceli
10TP00 G0012 P0004	Pozzo San Nicola 1	Mazara del Vallo	San Nicola
10TP00 G0012 P0005	Pozzo San Nicola 2	Mazara del Vallo	San Nicola
10TP00 G0012 P0006	Pozzo Minnoliti	Mazara del Vallo	Minnoliti

Figura 6: Pozzi dell'ATO di Trapani - All. 17 PRGA Sicilia

- o L'aerogeneratore A1 si trova a circa 800 m da un punto panoramico. Ai sensi dell'art. 19 comma B delle NTA del PTPR di Trapani "è vietata l'edificazione sulle aree adiacenti di manufatti di qualsiasi genere, che possono direttamente interferire con la visibilità del panorama dagli elementi considerati; per le aree più discoste, in quanto solo indirettamente interferenti con le visuali relative agli anzidetti punti o percorsi, dovrà prevedersi l'accurato inserimento visivo dei manufatti da edificare".

Dal punto panoramico in oggetto la vista si apre verso ovest e quindi in direzione del centro urbano di Marsala e del mare. L'impianto di progetto si dispone ad est di tale punto per cui non determina un'interferenza visiva rispetto alla percezione del panorama.

Per quanto detto, l'intervento risulta compatibile con le norme del Piano Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani.

2.4 Patrimonio floristico, faunistico e aree protette

2.4.1 Aree Naturali protette

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) classifica le aree naturali protette in:

- Parchi Nazionali. Aree al cui interno ricadono elementi di valore naturalistico di rilievo internazionale o nazionale, tale da richiedere l'intervento dello Stato per la loro protezione e conservazione. Sono istituiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.
- Parchi naturali regionali e interregionali. Aree di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali. Sono istituiti dalle Regioni.
- Riserve naturali. Aree al cui interno sopravvivono specie di flora e fauna di grande valore conservazionistico o ecosistemi di estrema importanza per la tutela della diversità biologica. In base al pregio degli elementi naturalistici contenuti possono

La politica in favore della tutela delle aree naturali protette in Sicilia risale al 1981, con la legge regionale n. 98. Sono seguite successive modifiche intervenute con le leggi regionali n. 14/88 e n. 71/1995.

Le aree naturali protette della Sicilia comprendono cinque Parchi regionali e 72 riserve naturali regionali.

L'intervento ricade all'esterno di aree naturali protette (rif. tav. 2.2.c della sezione 2). Il parco più vicino risulta essere il "Parco dei Monti Sicani" che dista circa 30 km.

2.4.2 Zone Umide di Interesse Nazionale

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto in quanto habitat per le specie di uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971. L'atto viene siglato nel corso della "Conferenza Internazionale sulla Conservazione delle Zone Umide e sugli Uccelli Acquatici", promossa dall'Ufficio Internazionale per le Ricerche sulle Zone Umide e sugli Uccelli Acquatici (IWRB-International Wetlands and Waterfowl Research Bureau) con la collaborazione dell'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura (IUCN - International Union for the Nature Conservation) e del Consiglio Internazionale per la protezione degli uccelli (ICBP - International Council for bird Preservation). La Convenzione si pone come obiettivo la tutela internazionale delle zone definite "umide" mediante l'individuazione, la delimitazione e lo studio degli aspetti caratteristici, in particolare l'avifauna, e la messa in atto di programmi che ne consentano la conservazione e la valorizzazione.

La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13 marzo 1976, n. 448 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971", e con il successivo DPR 11 febbraio 1987, n. 184.

In Regione Sicilia sono presenti 6 Zone Umide di importanza internazionale, di cui:

- l'Oasi Faunistica di Vendicari
- Il Biviere di Gela
- Palude del Busatello
- Saline di Trapani e Paceco
- Paludi Costiere di Capo Feto, Margi Spanò, Margi Nespolilla e Margi Milo
- Laghi di Murana, Preola e Gorghi Tondi

Nel comune di Mazaro del Vallo ricadono due delle zone umide della Sicilia (Paludi Costiere di Capo Feto, Margi Spanò, Margi Nespolilla e Margi Milo e i Laghi di Murana, Preola e Gorghi Tondi), ma sono distanti oltre 13 km dal sito oggetto di studio (rif. rif. tavola 2.2.b della sezione 2).

L'intervento non interferisce con le zone umide di interesse nazionale.

2.4.3 Rete Natura 2000

Con la Direttiva 92/43/CEE si è istituito il progetto Natura 2000 che l'Unione Europea sta portando avanti per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri" al quale si applica il trattato U.E.

La rete ecologica Natura 2000 è la rete europea di aree contenenti habitat naturali e seminaturali, habitat di specie, specie di particolare valore biologico e a rischio di estinzione. La Direttiva Comunitaria 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (cosiddetta "Direttiva Habitat"), disciplina le procedure per la costituzione di tale rete.

Il recepimento della Direttiva è avvenuto in Italia nel 1997 attraverso il Regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357. Entro il 2004, l'Italia, come gli altri Stati membri, si impegnava a designare le Zone Speciali di Conservazione (ZSC) che avrebbero costituito la Rete Natura 2000, individuandole tra i proposti Siti d'Importanza Comunitaria (pSIC) la cui importanza sia stata riconosciuta e validata dalla Commissione e dagli stessi Stati membri mediante l'inserimento in un elenco definitivo.

In considerazione di questi aspetti e della necessità di rendere pubblico l'elenco delle Zone di protezione speciale e dei Siti di importanza comunitaria, individuati e proposti dalle regioni e dalle provincie autonome di Trento e Bolzano nell'ambito del citato progetto Bioitaly e trasmessi alla Commissione europea dal Ministero dell'ambiente, per permetterne la conoscenza, la valorizzazione e la tutela ai sensi delle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE, il Ministro dell'Ambiente emanò il DM 3 aprile 2000, periodicamente aggiornato con deliberazione della Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Provincie Autonome di Trento e Bolzano. L'ultima deliberazione risale al 24.7.2003 e costituisce la "Approvazione del 5° aggiornamento dell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette", pubblicato nel Supplemento ordinario n. 144 alla Gazzetta Ufficiale n. 205 del 04.09.2003. L'Elenco raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, che rispondono ad alcuni criteri ed è periodicamente

aggiornato a cura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Nel contempo, in attesa di specifiche norme di salvaguardia per gli ambiti della Rete Natura 2000, la Direttiva prevedeva che "piani, programmi e progetti", non connessi e necessari alla tutela del sito ma che incidono sulla tutela di habitat e specie del pSIC, siano sottoposti a specifica valutazione di tale incidenza. In Italia la procedura di valutazione di incidenza è regolata dal DPR 12 marzo 2003, n. 120 che ha modificato ed integrato il DPR n.357/97. L'obbligo degli Stati membri a non vanificare il lavoro per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva è stato sancito più volte dalle sentenze della Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

Con il DMA del 17 ottobre 2007, sono stati introdotti i criteri minimi per la conservazione delle ZPS. Tale decreto, alla lettera l) dell'articolo 5, vieta la "realizzazione di nuovi impianti eolici, fatti salvi gli impianti per i quali, alla data di emanazione del presente atto, sia stato avviato il procedimento di autorizzazione mediante deposito del progetto. Gli enti competenti dovranno valutare l'incidenza del progetto, tenuto conto del ciclo biologico delle specie per le quali il sito è stato designato, sentito l'INFS. Sono inoltre fatti salvi gli interventi di sostituzione e ammodernamento, anche tecnologico, che non comportino un aumento dell'impatto sul sito in relazione agli obiettivi di conservazione della ZPS, nonché gli impianti per autoproduzione con potenza complessiva non superiore a 20 kW".

In Sicilia, con decreto n. 46/GAB del 21 febbraio 2005 dell'Assessorato Regionale per il Territorio e l'Ambiente, sono stati istituiti 204 Siti di Importanza Comunitaria (SIC), 15 Zone di Protezione Speciale (ZPS), 14 aree contestualmente SIC e ZPS per un totale di 233 aree da tutelare.

Gli aerogeneratori e le opere di progetto ricadono all'esterno di siti SIC, ZPS e ZSC. L'area ZSC più vicina è l'area "Sciare di Marsala" (ITA010014) dalla quale l'aerogeneratore più vicino si colloca a circa 4 km (rif. tavola 2.2.a della sezione 2).

2.4.4 Aree IBA

Nel 1981 BirdLife International, il network mondiale di associazioni per la protezione della natura di cui la LIPU è partner per l'Italia, ha lanciato un grande progetto internazionale: il progetto IBA. "IBA" sta per Important Bird Areas, ossia Aree Importanti per gli Uccelli e identifica le aree prioritarie che ospitano un numero cospicuo di uccelli appartenenti a specie rare, minacciate o in declino. Proteggerle significa garantire la sopravvivenza di queste specie. A tutt'oggi, le IBA individuate in tutto il mondo sono circa 10mila. In Italia le IBA sono 172, per una superficie di territorio che complessivamente raggiunge i 5 milioni di ettari.

L'intervento ricade all'esterno di aree IBA collocandosi ad una distanza di più di 13 km dall'IBA "IBA158" denominata "Stagnone di Marsala e Saline di Trapani" e a circa 13 km dall'IBA162" denominata "Zone Umide del Mazarese" (rif. tavola 2.2.b della sezione 2).

2.4.5 Piano Faunistico Venatorio

Il Piano Faunistico venatorio rappresenta lo strumento con il quale le regioni, anche attraverso la destinazione differenziata del territorio,

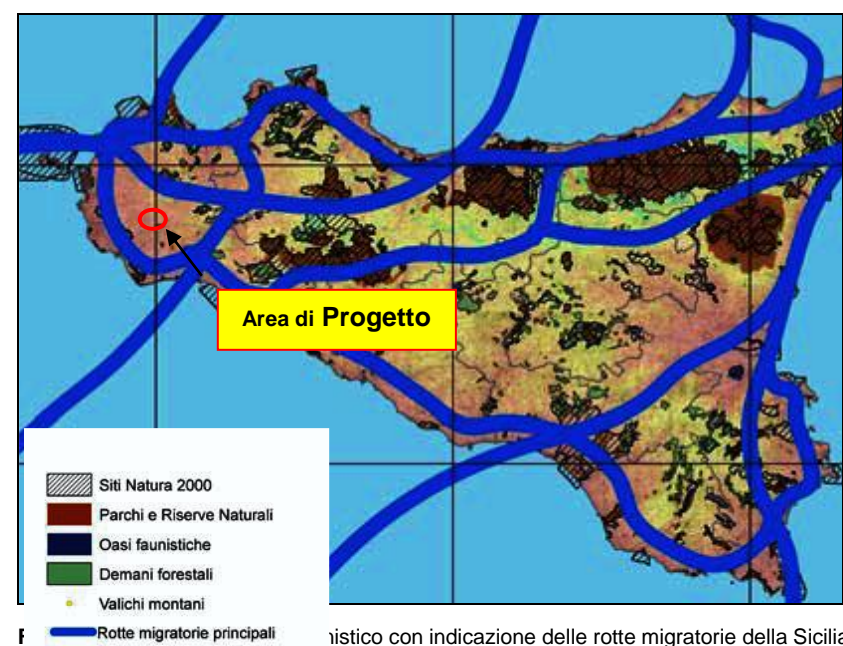
definiscono le linee di pianificazione e di programmazione delle attività da svolgere sull'intero territorio per la conservazione e gestione delle popolazioni faunistiche e, nel rispetto delle finalità di tutela perseguite dalle normative vigenti, per il prelievo venatorio.

La Regione Siciliana ha recepito la norma nazionale con la legge n. 33 dell'1 settembre 1997 "Norme per la protezione, la tutela e l'incremento della fauna selvatica e per la regolamentazione del prelievo venatorio. Disposizioni per il settore agricolo e forestale" e successive modifiche e, con l'articolo 14 "Pianificazione faunistico-venatoria", ha dettato le indicazioni generali per la redazione del Piano regionale faunistico-venatorio.

Il Piano Faunistico Venatorio più recente è quello valido per il quinquennio 2013-2018, aggiornato rispetto ai precedenti tre piani (1998-2000, 2000-2004 e 2006-2011). Il nuovo aggiornamento di Piano, per il quinquennio 2019-2023, risulta ancora in fase di definizione.

Dalla consultazione del Piano si rileva, in prossimità dell'area di interesse, la presenza di una rotta migratoria in direzione Nord-Sud.

Dalla mappa delle aree a valenza naturalistica indicate nel piano faunistico venatorio, si rileva che il sito non interferisce con le rotte migratorie principali e con altri ambiti di tutela (vedi figura 7).



2.5 Tutela del territorio e delle acque

2.5.1 Piani stralcio per l'Assetto Idrogeologico

L'area interessata dal progetto ricade nell'ambito di competenza dell'Autorità di Bacino del distretto idrografico della Sicilia.

Il Piano per l'Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Sicilia, approvato con Delibera Regionale n. 329 del 6 dicembre 1999 e adottato con Decreto n. 298/41 del 4 luglio 2000, è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d'uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico del territorio siciliano.

Il PAI definisce i seguenti livelli di pericolosità geomorfologica e idraulica come aree a pericolosità bassa P0, aree a pericolosità moderata P1, aree a pericolosità media P2, aree a pericolosità elevata P3, aree a pericolosità molto elevata P4.

Il PAI definisce, inoltre, anche i livelli di Rischio geomorfologico e idraulico che dipendono dalla pericolosità e dalla definizione degli elementi a rischio (da E1 a E4) quali case, reti e infrastrutture, nuclei e centri abitati ecc. La definizione di rischio riportata dal PAI è la seguente: aree a rischio moderato R1, aree a rischio media R2, aree a rischio elevata R3, aree a rischio molto elevata R4.

Dalla cartografia del P.A.I., si evince che tutte le opere sono esterne alle aree a pericolosità geomorfologica ed idraulica e alle aree a rischio (rif. tavola 2.4.a-d della sezione 2). Soltanto un breve tratto della strada comunale "Iudeo Carcitello" da adeguare e un tratto del cavidotto di collegamento tra le torri A6 e A7 previsto interrato su tale strada, ricadono in un'area a pericolosità geomorfologica P2. Secondo l'art. 8 delle NTA del PAI "Nelle aree a pericolosità P2 è consentita l'attuazione delle previsioni degli strumenti urbanistici, generali e attuativi, e di settore vigenti, corredati da indagini geologiche e geotecniche effettuate ai sensi della normativa in vigore ed estese ad un ambito morfologico o ad un tratto di versante significativo".

L'intervento è ammissibile secondo le previsioni del Piano Stralcio per l'Assetto idrogeologico e per la compatibilità geomorfologica si rimanda allo studio geologico allegato al progetto (elaborato 0.2.0).

2.5.2 Vincolo Idrogeologico

Il Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani", all'articolo 7 stabilisce che le trasformazioni dei terreni, sottoposti a vincolo idrogeologico ai sensi dello stesso decreto, sono subordinate al rilascio di autorizzazione da parte dello Stato, sostituito ora dalle Regioni o dagli organi competenti individuati dalla normativa regionale.

Le opere di progetto ricadono al di fuori delle aree a vincolo idrogeologico, ad eccezione di breve un tratto della strada vicinale "Chiuppo Buttagna" da adeguare con relativo cavidotto che si sviluppano al margine esterno di un'area vincolata (rif. Elaborato 2.3 della sezione 2). In ogni caso sarà acquisito il parere da parte dell'ente competente, il Servizio Ispettorato Ripartimentale delle Foreste della provincia di Trapani.

2.5.3 Aree percorse dal fuoco

La legge 21 novembre 2000, n. 353 «Legge quadro sugli incendi boschivi», finalizzata alla difesa dagli incendi e alla conservazione del patrimonio boschivo nazionale, all'articolo 10 pone vincoli di destinazione e limitazioni d'uso quale deterrente del fenomeno degli incendi boschivi finalizzati alla successiva speculazione edilizia.

Al comma primo dell'articolo 10 viene sancito che "le zone boscate ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni. E' comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente....Nei comuni sprovvisti di piano regolatore e' vietata per dieci anni ogni edificazione su area boscata percorsa dal fuoco. E' inoltre vietata per dieci anni, sui predetti soprassuoli, la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui detta realizzazione sia

stata prevista in data precedente l'incendio dagli strumenti urbanistici vigenti a tale data".

Ad oggi le informazioni relative alle aree percorse dal fuoco sono riportate sul Sistema Informativo Forestale della Regione Sicilia che rende disponibili le perimetrazioni degli incendi dal 2007 al 2019.

Secondo tali dati si evince che **le opere di progetto non ricadono in aree percorse dal fuoco con evento verificatosi tra il 2007 e il 2019 (vedi tavola 2.8).**

2.5.4 Piano Regionale AIB

Il Piano regionale per la programmazione delle attività di previsione, prevenzione e lotta attiva per la difesa della vegetazione contro gli incendi (Piano AIB) dell'anno 2015 - è stato redatto quale aggiornamento del Piano AIB 2005 vigente, approvato con D.P.Reg. n. 5 del 12/01/2005. Il Piano ha per oggetto la difesa del territorio dagli incendi boschivi come definito dall'articolo 2 Legge 21/11/2000 n. 353).

L'azione di difesa del territorio dagli incendi è essere perseguita attraverso il coinvolgimento di diversi settori della Pubblica amministrazione e della società che con competenze e/o ambiti territoriali diversi concorrono alle attività di contrasto agli incendi. Il Piano, pertanto, risulta necessario per coordinare il complesso delle attività e delle iniziative intraprese dai diversi soggetti interessati.

Il progetto di cui trattasi non si pone in contrasto con i contenuti di piano.

2.5.5 Vincolo Sismico

Con Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20.03.2003 concernente "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica", nelle more dell'espletamento degli adempimenti dell'art. 93 del D.Lgs n. 112/1998, sono approvati i "Criteri per l'individuazione delle zone sismiche - individuazione, formazione e aggiornamento degli elenchi delle medesime zone", nonché le connesse "Norme tecniche per il progetto, la valutazione e l'adeguamento sismico degli edifici", "Norme tecniche per il progetto sismico dei ponti" e "Norme tecniche per il progetto sismico delle opere di fondazione e sostegno dei terreni". Tali norme sono riportate come Allegati all'Ordinanza.

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28.4.2006 approva i criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e la formazione ed aggiornamento degli elenchi ed anche la mappa della pericolosità sismica di riferimento a scala nazionale.

La Delibera di Giunta Regionale n. 408 del 19 dicembre 2003 ed il successivo D.D.G. n. 3 del 15 gennaio 2004 hanno reso esecutiva la nuova classificazione sismica dei Comuni della Regione Siciliani.

Il territorio comunale di Mazara del Vallo e di Marsala rientrano in zona sismica 2. La progettazione esecutiva delle opere di fondazione degli aerogeneratori e della sottostazione di trasformazione verrà eseguita tenendo conto dei parametri della classe sismica di appartenenza.

Si fa tuttavia presente che le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, approvate con D.M. 17.01.2018, modificano il concetto di zonizzazione sismica: la pericolosità sismica di base del sito di costruzione viene

desunta dagli Allegati A e B del Decreto del Ministro delle Infrastrutture 14 gennaio 2008 e dai dati dell'INGV.

Dunque, la determinazione del valore di accelerazione massima al sito, necessaria per calcolare l'azione sismica di progetto, sarà alla base delle calcolazioni dinamiche delle opere.

Di tale aspetti se ne terrà conto in fase di progettazione esecutiva.

Secondo quanto riportato dal portale "Ithaca - Catalogo delle faglie capaci" dell'ISPRA l'area in studio non risulta interessata da faglie cartografate. (rif. Figura 8).



Figura 8: Stralcio con individuazione dell'area di intervento (ovale rosso) e delle faglie censite dal progetto Ithaca dell'ISPRA.

2.5.6 Piano Tutela delle acque

Il Piano di Tutela delle Acque, P.T.A., conformemente a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e ss. mm. e ii. e dalla Direttiva Europea 2000/60 (Direttiva Quadro sulle Acque), è lo strumento regionale volto a raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale nelle acque interne (superficiali e sotterranee) e costiere della Regione Siciliana ed a garantire nel lungo periodo un approvvigionamento idrico sostenibile. La Struttura Commissariale Emergenza Bonifiche e Tutela delle Acque ha adottato con Ordinanza n. 637 del 27/12/07 (GURS n. 8 del 15/02/08), il Piano di Tutela delle Acque (PTA) dopo un lavoro (anni 2003-07) svolto in collaborazione con i settori competenti della Struttura Regionale e con esperti e specialisti di Università, Centri di Ricerca ecc., che ha riguardato la caratterizzazione, il monitoraggio, l'impatto antropico e la programmazione degli interventi di tutti i bacini superficiali e sotterranei del territorio, isole minori comprese. Il testo del Piano di Tutela delle Acque, corredato delle variazioni apportate dal Tavolo tecnico delle Acque, è stato approvato definitivamente (art.121 del D. Lgs. 152/06) dal Commissario Delegato per l'Emergenza Bonifiche e la Tutela delle Acque - Presidente della Regione Siciliana con ordinanza n. 333 del 24/12/08.

Come si rileva dalla tavola 2.5, riportante la Carta dei Bacini Idrografici e dei Corpi Idrici Significativi Superficiali e delle Acque Marino Costiere, l'impianto ricade in parte nel Sistema del PTA denominato BIRGI, in bacino idrografico "significativo" (A1) e in parte nel Sistema del PTA denominato ARENA-MODIONE, in bacino idrografico "non significativo" (A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8).

Il PTA della Sicilia non dà particolari limitazioni per la realizzazione di impianti eolici ricadenti in bacini idrografici significativi, come confermato dalla presenza, in tali bacini, di impianti già in esercizio.

Dalla "Carta dei Bacini Idrogeologici e Corpi Idrici Significativi Sotterranei" si evince che l'aerogeneratore A1, le relative opere di accesso, la piazzola, una parte di cavidotto, l'adeguamento della strada esistente che conduce alla torre A2 ed il relativo allargamento temporaneo ricadono nel Bacino Idrogeologico "Piana di Marsala-Mazara del Vallo" (rif. tavola 2.5 della sezione 2).

Le norme di piano non prevedono particolare diniego alla realizzazione di suddetti interventi. Le uniche interferenze si avranno nelle aree oggetto delle opere di fondazione e non saranno significative anche perché si tratta di opere interrato. Le altre opere saranno realizzate con materiale permeabile ed il cavidotto che collega la torre A1 alla torre A2 è previsto su strada esistente asfaltata e non interferirà sul bacino idrogeologico interessato.

Alla luce di quanto citato il progetto può certamente essere ritenuto compatibile con il P.T.A.

2.5.7 Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni

Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni è stato approvato con Decreto del Presidente del Consiglio Dei Ministri del 7 marzo 2019.

Per quanto riguarda lo studio del bacino idrogeologico dell'area di riferimento (R19MM Piana di Marsala-Mazara del Vallo) il Piano non riporta uno specifico studio. Si rimanda pertanto a quanto riportato nel paragrafo 2.5.1 relativo al PAI.

2.5.8 Concessioni minerarie

Le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia sono disciplinate dalla Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e successive modifiche ed integrazioni.

Secondo l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse **l'intervento ricade all'esterno di aree interessate da titolo minerario, soggette a permessi di ricerca o concessioni di coltivazione di idrocarburi (rif. tav. 2.6 della sezione 2).**

2.5.9 Normativa sui rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella "Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

Il cantiere relativo alla realizzazione di un impianto eolico determina un quantitativo di rifiuti molto contenuto rispetto all'entità del cantiere stesso in quanto la maggior parte dei componenti necessari alla realizzazione dell'impianto giungeranno in sito nelle quantità strettamente necessarie alle lavorazioni. In ogni caso **gli eventuali rifiuti provenienti dalla attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni del decreto legislativo 152/2006.** In particolare durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevedrà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di

carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

Durante la fase di esercizio, la manutenzione del moltiplicatore di giri e della centralina idraulica di comando, comporta la sostituzione, con cadenza all'incirca quinquennale, degli oli lubrificanti esausti ed il loro conseguente smaltimento secondo quanto previsto dalla normativa vigente (conferimento al Consorzio Oli Usati). Presso l'impianto non sarà inoltre realizzato alcuno stoccaggio di oli minerali vergini da utilizzare per il ricambio né, tanto meno, di quelli esausti.

Altri componenti soggetti a periodica sostituzione sono le "batterie tampone" presenti all'interno degli aerogeneratori e nella cabina di centrale. All'atto della loro sostituzione le batterie verranno conferite, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, al COBAT (Consorzio Obbligatorio Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi), senza alcuno stoccaggio in sito.

2.5.10 Gestione delle Terre e Rocce da Scavo

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto determina la produzione di terre e rocce da scavo. Nel caso in esame si prevede il massimo riutilizzo del materiale scavato nello stesso sito di produzione conferendo a discarica le sole quantità eccedenti.

Ai fini dell'esclusione dall'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti, le terre e rocce da scavo che si intende riutilizzare in sito devono essere conformi ai requisiti di cui all'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, del decreto-legge 25 gennaio 2012, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 28, la non contaminazione sarà verificata ai sensi dell'allegato 4 del DPR120/2017.

Poiché il progetto risulta essere sottoposto a procedura di valutazione di impatto ambientale, ai sensi del comma 3 dell'art. 24 del DPR120/2017, è stato redatto il "Piano Preliminare di Utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo" (elaborato 0.8) che riporta:

- La descrizione delle opere da realizzare comprese le modalità di scavo;
- L'inquadramento ambientale del sito;
- La proposta di piano di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo da eseguire nella fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori;
- Le volumetrie previste delle terre e rocce da scavo;
- Le modalità e le volumetrie delle terre e rocce da scavo da riutilizzare in sito.

Secondo le previsioni del piano preliminare di utilizzo, il terreno proveniente dagli scavi necessari alla realizzazione delle opere di progetto verrà utilizzato in gran parte per contribuire alla costruzione dell'impianto eolico e per l'esecuzione dei ripristini ambientali, fermo restando la necessità di accertare l'assenza di contaminazione.

Verranno conferiti a discarica solo i terreni in esubero non riutilizzabili in sito. Verranno conferiti a discarica anche la massicciata che deriverà dalla dismissione delle aree di cantiere, dalle piazzole temporanee, dalle aree per il montaggio braccio gru, sempre che non se ne preveda in fase esecutiva un utilizzo differente mirato alla riduzione dei volumi da conferire a discarica (ad esempio utilizzo degli inerti di cui sopra per il ricarica delle strade di cantiere o comunali bianche).

Sia per il terreno che per la massicciata, in luogo del conferimento in discarica si potrà anche prevedere il conferimento a centro di recupero.

Le indagini ambientali per la caratterizzazione ambientale delle terre e rocce da scavo verranno eseguite in fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori, come previsto al comma 3 dell'art. 24 del DPR 120/2017.

Gli esiti delle attività eseguite ai sensi del comma 3 verranno trasmessi all'autorità competente e all'Agenzia di protezione ambientale territorialmente competente, prima dell'avvio dei lavori (come previsto al comma 4 dell'art. 24 del DPR 120/2017).

Qualora in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori non venga accertata l'idoneità del materiale scavato all'utilizzo ai sensi dell'articolo 185, comma 1, lettera c), le terre e rocce verranno gestite come rifiuti ai sensi della Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

2.6 Piano Regionale dei Trasporti

Il Piano Regionale dei Trasporti adottato con D.A. Turismo, Comunicazioni e Trasporti il 16 dicembre 2002, costituisce lo strumento programmatico regionale finalizzato ad orientare e coordinare le politiche di intervento nel settore trasportistico, in coerenza con gli indirizzi di pianificazione socio-economica e territoriale della Regione Siciliana, ed a perseguire obiettivi di efficacia, efficienza, compatibilità ambientale e sicurezza del sistema dei trasporti.

Nelle aree interessate dall'impianto eolico di progetto non sono previsti interventi sulle infrastrutture di trasporto ivi presenti.

2.7 Pianificazione Comunale

2.7.1 Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Mazara del Vallo

Il comune di Mazara del Vallo con D.dir. n.177 del 14 febbraio 2003, ha approvato il Piano Urbanistico Generale del Comune di Mazara del Vallo. Per quel che riguarda la zonizzazione secondo il vigente PRG, l'impianto ricade in zona agricola E1 (art. 50 delle NTA), a meno di un aerogeneratore (A6) e di alcuni tratti di strada da adeguare che ricadono in zona agricola E2-Agriturismo (art. 51 delle NTA). Le previsioni urbanistiche delle due aree interessate non prevedono dinieghi alla realizzazione degli impianti eolici. Inoltre, ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, è ammessa la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili in zone agricole. Pertanto, **l'intervento è compatibile con la pianificazione urbanistica del PUC di Mazara del Vallo.**

Secondo il PRG di Mazara del Vallo gli aerogeneratori A2, A5, A6 e A7 con le relative opere accessorie ricadono marginalmente nel perimetro del parco archeologico comunale che, come si rileva dall'art. 62 delle NTA, è da istituire. Secondo le NTA in tale ambito "tutti i lavori di scavo e di sbancamento debbono essere autorizzati dalla Soprintendenza ai Beni CC. e AA, sezione Beni Archeologici, anche se i manufatti edilizi da realizzare, le opere stradali e le reti di sottosuolo non debbono, secondo le norme vigenti essere sottoposti al preventivo parere della predetta Soprintendenza".

Non sussiste pertanto un'incompatibilità tra le opere da realizzare e le previsioni del PUC per tale ambito. Durante l'iter autorizzativo sarà acquisito l'autorizzazione da parte della Soprintendenza ai Beni CC e AA, precisando che nessuna delle opere previste nel perimetro del parco archeologico da istituire interessano vincoli e beni paesaggistici ed archeologici.

2.7.1 Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Marsala

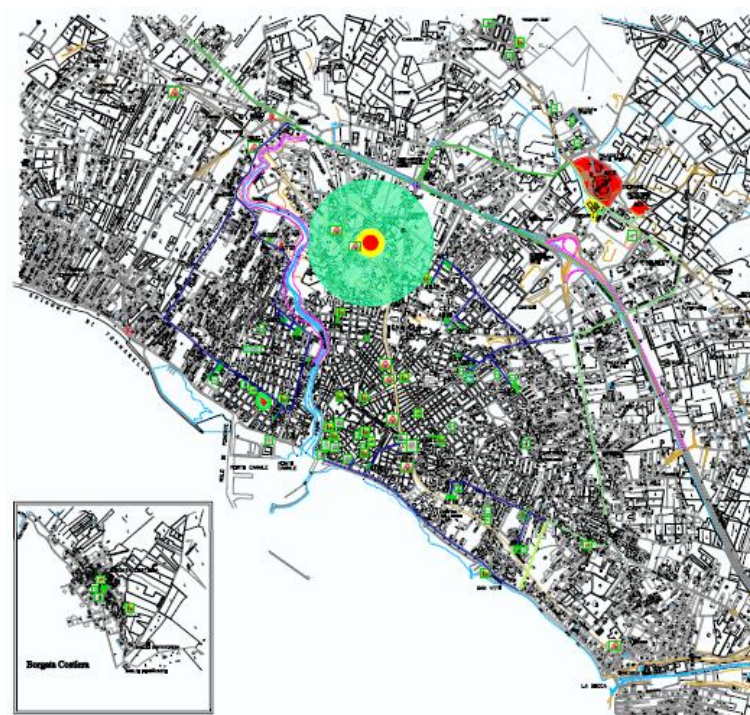
Secondo la pianificazione urbanistica vigente nel comune di Marsala l'area interessata dalla stazione elettrica ricade in zona agricola e pertanto risulta compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, che ammette la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili in zone agricole.

2.7.2 Piano comunale di Protezione civile del Comune di Mazara del Vallo

Il comune di Mazara del Vallo è dotato di un Piano di Protezione Civile che, come si rileva dall'immagine a seguire, interessa l'ambito urbano e le aree prossime allo stesso.

Pertanto l'impianto eolico di progetto, che dista ben oltre i 10 km dall'ambito urbano, non interferisce con le previsioni di tale piano.

Figura 9: Stralcio del piano comunale di protezione civile del Comune di Mazara del Vallo.



2.8

2.8.1 Inquinamento acustico

La legge n.349 dell'8 luglio 1986, all'art. 2, comma 14, prevedeva che il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, proponesse al Presidente del Consiglio dei Ministri la fissazione dei limiti massimi di accettabilità delle concentrazioni e i limiti massimi di esposizione relativi ad inquinamenti di natura chimica, fisica, biologica e delle emissioni sonore relativamente all'ambiente esterno e abitativo di cui all'art. 4 della legge 23 dicembre 1978, n. 833

In recepimento di tale articolo, il DPCM 01/03/91 ha stabilito i limiti massimi dei livelli sonori equivalenti, fissati in relazione alla diversa destinazione d'uso del territorio, demandando ai comuni il compito di adottare la zonizzazione acustica.

Nelle more di approvazione dei piani di zonizzazione acustica da parte dei comuni, il DPCM 01/03/91 ha stabilito all'art. 6 i valori di pressione acustica da rispettare (tab. 1):

Zonizzazione	Limite diurno	Limite notturno
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (DM 1444/68) (2)	65	55
Zona B (DM 1444/68) (3)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 7: Limiti di accettabilità provvisori di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91 (LeqA in dB(A))

La legge quadro n. 447 del 1995 definisce l'inquinamento acustico come l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno. All'art. 4, tale legge stabilisce che le Regioni debbano provvedere, tramite leggi, alla definizione dei criteri in base ai quali i Comuni possano provvedere alla classificazione acustica del proprio territorio.

I valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per l'ambiente esterno dipendono dalla classificazione acustica del territorio che è di competenza dei comuni e che prevede l'istituzione di 6 zone, da quelle particolarmente protette (parchi, scuole, aree di interesse urbanistico) fino a quelle esclusivamente industriali, con livelli di rumore ammessi via via crescenti; tali limiti sono riportati nel DPCM del 14/11/1997.

Il DPCM 14/11/97 indica i valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per l'ambiente esterno, riportati nella tabella 16. Con l'entrata in vigore di tale Decreto, i limiti stabiliti dal DPCM 01/03/1991, vengono sostituiti da quelli riportati nella tabella a seguire; restano in vigore i limiti stabiliti all'art. 6 del DPCM 01/03/1991.

Tabella 8: valori limite del DPCM 14/11/97 (LeqA in dB(A))

Classi di destinazione d'uso del territorio	Emissione		Immissione		Qualità	
	diurno (06.00-22.00)	notturno (22.00-06.00)	diurno (06.00-22.00)	notturno (22.00-06.00)	diurno (06.00-22.00)	notturno (22.00-06.00)
I aree particolarmente protette	45	35	50	40	47	37
II aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45	52	42
III aree di tipo misto	55	45	60	50	57	47
IV aree ad intensa attività umana	60	50	65	55	62	52
V aree prevalentemente industriali	65	55	70	60	67	57
VI aree esclusivamente industriali	65	65	70	70	70	70

Valori limite di emissione: il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa;

Valore limite di immissione: il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori;

Valori di qualità: i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili, per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla legge.

Il Comune di Mazara del Vallo, sul quale è prevista l'installazione degli

aerogeneratori e ricadono recettori sensibili, non si è ancora dotato di Piano di Zonizzazione Acustica e pertanto vigono i limiti di immissione acustica assoluta validi per tutto il territorio nazionale (70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni) con il rispetto dei limiti al differenziale di 5 dB(A) per il giorno e 3 dB(A) per la notte.

I risultati ottenuti evidenziano che:

- In accordo al DPCM 14/11/97 e al limite vigente sul territorio nazionale, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area in condizioni ≤ 5 m/s, è risultato essere pari a $Leq = 44,0$ dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno, presso il recettore individuato come R01 e pari a $Leq = 43,3$ dB(A) per il periodo di riferimento notturno presso lo stesso recettore, ambedue ben al di sotto dei rispettivi limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.
- Anche nell'ipotesi di contemporanea massima emissione di tutti gli aerogeneratori considerati nel modello di simulazione riscontrabile per condizioni velocità del vento > 6 m/s, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area risulta essere pari a $Leq = 52,0$ dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno e $Leq = 51,1$ dB(A) per il periodo di riferimento notturno. Anche in questa circostanza dunque, per ambedue i casi, i valori risultanti si attestano essere ampiamente al di sotto dei limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.
- Per quanto attiene al differenziale, sul recettore più esposto individuato come R01 risultano rispettati i limiti di legge in tutte le condizioni di immissione della sorgente, ovvero in tutte le condizioni di ventosità, e per tutto l'arco della giornata. Il differenziale massimo infatti non supera il valore di 2,0 dB(A) in fascia diurna e di 2,4 dB(A) in fascia notturna.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione sull'impatto acustico.

L'impianto di progetto rispetta i limiti di pressione acustica stabiliti dalla normativa vigente. Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica sull'impatto acustico che riporta considerazioni anche relative all'impatto acustico determinato durante la fase di cantiere.

2.8.2 Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale per la tutela della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici disciplina separatamente le basse frequenze (es. elettrodotti) e le alte frequenze (es. impianti radiotelevisivi, stazioni radiobase, ponti radio).

Il 14 febbraio 2001 è stata approvata dalla Camera dei deputati la legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico (L.36/01). In generale il sistema di protezione dagli effetti delle esposizioni agli inquinanti ambientali distingue tra:

- Effetti acuti (o di breve periodo), basati su una soglia, per cui si fissano limiti di esposizione che garantiscono - con margini cautelativi - la non insorgenza di tali effetti;
- Effetti cronici (o di lungo periodo), privi di soglia e di natura probabilistica (all'aumentare dell'esposizione aumenta non l'entità ma la probabilità del danno), per cui si fissano livelli operativi di riferimento per prevenire o limitare il possibile danno complessivo.

È importante dunque distinguere il significato dei termini utilizzati nelle leggi (riportiamo nella tabella seguente le definizioni inserite nella legge quadro).

Tabella 9: Definizioni di limiti di esposizione, di valori di attenzione e di obiettivi di qualità secondo la legge quadro.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela dagli effetti acuti.
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo.
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori ai CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo.

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il DPCM del 08/07/2003 (G.U. n. 200 del 29.08.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98, ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);
- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);
- Le fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM 08/07/03 propone i valori descritti in tabella riportata a seguire, confrontati con la normativa europea.

Tabella 10: Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE.

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (μ T)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
DPCM	Limite d'esposizione	100	5.000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5.000

Il valore di attenzione di 10 μ T si applica nelle aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al

giorno. Tale valore è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

L'obiettivo di qualità di 3 μ T si applica ai nuovi elettrodotti nelle vicinanze dei sopraccitati ambienti e luoghi, nonché ai nuovi insediamenti ed edifici in fase di realizzazione in prossimità di linee e di installazioni elettriche già esistenti (valore inteso come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio). Da notare che questo valore corrisponde approssimativamente al livello di induzione prevedibile, per linee a pieno carico, alle distanze di rispetto stabilite dal vecchio DPCM 23/04/92.

Si ricorda che i limiti di esposizione fissati dalla legge sono di 100 μ T per lunghe esposizioni e di 1000 μ T per brevi esposizioni.

Per quanto riguarda la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le ARPA, ha approvato, con Decreto 29 Maggio 2008, "La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".

Tale metodologia, ai sensi dell'art. 6 comma 2 del D.P.C.M. 8 luglio 2003, ha lo scopo di fornire la procedura da adottarsi per la determinazione delle fasce di rispetto pertinenti alle linee elettriche aeree e interrate, esistenti e in progetto. I riferimenti contenuti in tale articolo implicano che le fasce di rispetto debbano attribuirsi ove sia applicabile l'obiettivo di qualità: "Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione di nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio" (Art. 4).

Le componenti dell'impianto eolico sulle quali rivolgere l'attenzione al fine della valutazione dell'impatto elettromagnetico sono:

- Il cavidotto in MT di collegamento tra gli aerogeneratori e tra quest'ultimi e la sottostazione di trasformazione;
- La sezione in media ed alta tensione all'interno della stazione elettrica 30/220 kV;
- Il cavidotto in AT di collegamento tra la stazione elettrica 30/220 kV di utenza e la Costruenda Stazione Partanna 2.

Per ogni componente è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione "DPA" in accordo al D.M. del 29/05/2008. Dalle analisi, i cui risultati sono riassunti nei grafici e tabelle riportati nei paragrafi della relazione specialistica (Relazione tecnica specialistica sull'impatto elettromagnetico), si è desunto quanto segue:

- Per la stazione elettrica 30/220 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 35 m per le sbarre in alta tensione (1220 kV) e 7 m per le sbarre in media tensione (30 kV).
- Per il cavidotto del collegamento interno in media tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m circa rispetto all'asse del cavidotto;
- Per il cavidotto in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 4 m circa rispetto all'asse del cavidotto.

Tutte i cavidotti, delimitati dalla propria DPA, ricado all'interno di aree nelle quali non risultano essere presenti recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Non si ritiene, pertanto, necessario adottare misure di salvaguardia particolari in quanto il parco eolico in oggetto si trova in lontananza da possibili recettori sensibili presenti.

Si sottolinea, peraltro, che l'innalzamento degli aerogeneratori, la posa dei cavidotti MT, la realizzazione della stazione di trasformazione AT/MT e la posa del cavidotto AT sono stati posizionati in luoghi che non sono adibiti a permanenze prolungate della popolazione e tanto meno negli ambienti particolarmente protetti, quali scuole, aree di gioco per l'infanzia.

In ogni caso si rammenta che i calcoli sono stati effettuati con le correnti al limite termico, correnti che non saranno mai raggiunte, così come risulta evidente dalla Tab.4, e queste ultime sarebbero raggiunte solo nel caso in cui tutte le turbine fossero funzionanti al 100% del rendimento.

Si fa, inoltre, presente che all'interno delle stazioni elettriche posso accedere solamente persone esperte del settore e che le stesse risultano rispettare i limiti di campo elettromagnetico se realizzate secondo le specifiche ENEL, TERNA e le Norme CEI.

Si può concludere, pertanto, che la realizzazione dell'opere elettriche relative al parco eolico sito in località "Borgo Chitarra" a Mazara del Vallo, di proprietà della Repower Renewable S.p.A. rispetta la normativa vigente.

Gli aerogeneratori possono essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura. Tenendo conto di quanto riportato in letteratura sulla caratterizzazione di macchine di media taglia, considerando che l'impianto è costituito da 8 aerogeneratori e che gli stessi non si frappongono a ripetitori di segnali di telecomunicazione, si ritiene che il rischio di tali disturbi possa considerarsi irrilevante. Si consideri altresì che i moderni aerogeneratori utilizzano pale in materiale non metallico e antiriflettente, cosa che come detto riduce ulteriormente il disturbo.

2.8.3 Sicurezza volo a bassa quota

Il regolamento ENAC per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti al capitolo 4 paragrafo 11 riporta i requisiti per la segnalazione ed illuminazione degli ostacoli all'interno ed in prossimità del sedime aeroportuale, siti nell'area sottostante le superfici di delimitazione degli ostacoli.

Inoltre stabilisce che tutti gli oggetti che si trovano al di fuori delle superfici di delimitazione degli ostacoli, con altezza sul livello del terreno superiore o uguale a 100 m e a 45 m sull'acqua, devono essere trattati come ostacolo alla navigazione aerea.

A partire dal febbraio 2015 è entrata in vigore una nuova procedura ENAC per la verifica dei potenziali ostacoli e pericoli per la Navigazione Aerea. Alla lettera f della procedura sono elencate le Opere Speciali che possono costituire un pericolo per la navigazione aerea (aerogeneratori, impianti fotovoltaici, impianti a biomassa, etc...).

Secondo quanto indicato al punto 1 della lettera f:

"Gli aerogeneratori, costituiti spesso da manufatti di dimensioni ragguardevoli, specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese (differenziandosi così dalla tipologia degli ostacoli puntuali), sono una categoria atipica di ostacoli alla navigazione aerea che, ove ricadenti in prossimità di aeroporti o di sistemi di comunicazione/navigazione/radar (CNR), possono costituire elementi di disturbo per i piloti che li sorvolano e/o generare effetti di

interferenza sul segnale radioelettrico dei sistemi aeronautici CNR, tali da degradarne le prestazioni e comprometterne l'operatività.

Per tale motivo questa tipologia di struttura dovrà essere sempre sottoposta all'iter valutativo di ENAC se:

- Posizionata entro 45 Km dal centro dell'ARP di un qualsiasi aeroporto;*
- Posizionata entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;*
- Interferente con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.*

Al di fuori delle condizioni di cui ai punti a, b, e c., dovranno essere sottoposti all'iter valutativo solo le strutture di altezza dal suolo (AGL), al top della pala, uguale o superiore a 100 m (45 m se sull'acqua)".

Dal punto di vista militare, si richiama la circolare dello Stato Maggiore Difesa n° 146/394/4422 del 09/08/2000 "Opere costruenti ostacolo alla navigazione aerea, segnaletica e rappresentazione cartografica". Secondo quanto riportato al punto 5 della circolare, ai fini della rappresentazione cartografica di cui si occupa il CIGA, sono d'interesse gli ostacoli verticali con altezza dal suolo uguale o superiore a 15 m quando posti fuori dai centri abitati. Al punto 4 la circolare stabilisce che gli ostacoli verticali quando situati fuori dai centri urbani con altezza dal suolo superiore a 150 m devono essere provvisti di segnaletica cromatica e luminosa.

Il progetto in esame prevede l'installazione di aerogeneratori aventi altezza al mozzo 125 m e altezza totale pari a 200 m. Gli aerogeneratori, inoltre, ricadono a circa 18 km dall'aeroporto "Trapani-Birgi".

Pertanto, gli aerogeneratori dovranno essere opportunamente segnalati e sottoposti a valutazione da parte dell'ENAC, che ha predisposto una sua procedura valutativa, e dell'Aeronautica Militare. In caso di approvazione del progetto, verranno comunicati all'ENAV e al CIGA le caratteristiche identificative degli ostacoli per la rappresentazione cartografica degli stessi.

La segnalazione cromatica e luminosa proposta per gli aerogeneratori di progetto è illustrato sull'elaborato della sezione 7 del progetto.

2.9 **Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010**

Di seguito viene analizzata la conformità alle Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate dal Ministero dello sviluppo economico con DM 10/09/2010, in relazione all'ubicazione rispetto alle aree non idonee di cui all'allegato 3 del Decreto.

In riferimento al layout di progetto si fa presente che lo stesso:

- non ricade in siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO, aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42 del 2004, né interessa immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136;
- non interessa zone all'interno di *coni visuali* la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;
- non interessa zone situate in prossimità di *parchi archeologici istituiti e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso*;

- non ricade in *aree naturali protette* ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991;
- non interessa *zone umide* di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- non interessa le *aree incluse nella Rete Natura 2000* designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale);
- non ricade in *Important Bird Areas* (I.B.A.);
- non ricade in aree che svolgono funzioni determinanti per la *conservazione della biodiversità*;
- non ricade in aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i, a meno di un tratto di cavidotto che attraversa un'area a pericolosità geomorfologica P2. Secondo l'art. 8 delle NTA del PAI "*Nelle aree a pericolosità P2 è consentita l'attuazione delle previsioni degli strumenti urbanistici, generali e attuativi, e di settore vigenti, corredati da indagini geologiche e geotecniche effettuate ai sensi della normativa in vigore ed estese ad un ambito morfologico o ad un tratto di versante significativo*". Come si evince dallo studio geologico allegato al progetto non sussistono problematiche inerenti la stabilità delle aree interessate dal cavidotto e dall'impianto nella sua complessità.
- non ricade in aree soggette a vincolo paesaggistico a meno di due tratti del cavidotto che interferiscono con il buffer dei 150 m di corso di acqua pubblica. Ad ogni modo si fa presente che la posa dei cavidotti in tali aree è prevista sempre su viabilità esistente, pertanto la posa non comporterà alterazione del suolo. In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche attuali e l'intervento sarà il meno invasivo possibile.

Per quanto riguarda l'interessamento di aree agricole con produzioni agricolo-alimentari di qualità, la proponente presenterà apposita dichiarazione sostitutiva di atto notorio redatta ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. n. 445/2000 dagli utilizzatori dei fondi interessati dall'impianto, nella quale verrà specificato se nei fondi sono realizzate o meno produzioni di pregio.

Per quanto riguarda le possibili misure di mitigazione suggerite nell'Allegato 4 delle linee guida nazionali, si fa presente che:

- Gli aerogeneratori appartenenti ad una stessa fila si dispongono ad una interdistanza minima pari a circa 610 m che è superiore ai 4D; mentre tra le due file d'impianto è garantita una distanza minima di 1694 m che risulta essere superiore a 11D;
- Gli aerogeneratori si collocano ad una distanza superiore a 200m da tutti i fabbricati rinvenibili da cartografia e che risultino essere accatastali come categoria A;
- Non risultano agglomerati identificabili come ambiti urbani ad una distanza di meno di 6 Hmax (1,2km).
- Gli aerogeneratori si collocano ad una distanza superiore ai 150 m dalle strade nazionali e provinciali.

2.10 Compatibilità con il Decreto Presidenziale del 10 ottobre 2017

Con Decreto Presidenziale Regionale del 10 Ottobre 2017 la Regione Sicilia ha recepito le linee guida di cui al DM 10/09/2010. In particolare, la norma individua:

- **“Aree non idonee”** all’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica in relazione alla potenza e tipologia, come individuati nel precedente comma 1, in quanto caratterizzate da particolare ed incisiva sensibilità o vulnerabilità alle trasformazioni territoriali, dell’ambiente e del paesaggio ed in quanto rientranti in zone vincolate per atto normativo o provvedimento (art. 1 co. 2).

- **“Aree oggetto di particolare attenzione”** all’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica, nelle quali, a causa della loro sensibilità o vulnerabilità alle trasformazioni territoriali, dell’ambiente o del paesaggio, possono prevedersi e prescriversi ai soggetti proponenti particolari precauzioni e idonee opere di mitigazione da parte delle amministrazioni e dagli enti coinvolti nel procedimento autorizzatorio (art. 1, co. 3).

La potenza e tipologia degli impianti di cui al co. 1 dell’art. 1 è classificata dalle codifiche EO1, EO2, EO3, come di seguito specificato:

- EO1: impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza non superiore a 20 kW;
- EO2: impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW e non superiore a 60 kW;
- EO3: impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 60 kW.

L’impianto oggetto del presente studio afferisce alla tipologia EO3.

Con riferimento alle **aree non idonee per impianti EO3** si fa presente che gli aerogeneratori di progetto non ricadono in:

- aree individuate nel PAI a pericolosità “molto elevata” (P4) ed “elevata” (P3) (rif. tav.2.4 della sezione 2);

- Beni paesaggistici, aree e parchi archeologici, boschi tutelate ai sensi del DL 42/2004 (rif. tav.2.b della sezione 2) istituiti. Si specifica che il parco archeologico previsto dal PUC di Mazara del Vallo è da istituire come indicato nelle NTA di Piano (art. 62);
- Siti di importanza comunitaria (SIC), Zone di protezione speciale (ZPS), Zone speciali di conservazione (ZSC), Important Bird Areas (IBA) ivi comprese le aree di nidificazione e transito d’avifauna migratoria o protetta (rif. tav.2.2.a e 2.2.b della sezione 2);
- aree interessate dalla Rete ecologica siciliana (RES) (rif. tav.2.2.b della sezione 2);
- Siti Ramsar (zone umide) di cui ai decreti ministeriali e riserve naturali di cui alle leggi regionali 6 maggio 1981, n. 98 e 9 agosto 1988, n. 14 e s.m.i. (rif. tav.2.2.b della sezione 2);
- Oasi di protezione e rifugio della fauna di cui alla legge regionale 1 settembre 1997, n. 33 e s.m.i.;
- Geositi;
- Parchi regionali e nazionali ad eccezione di quanto previsto dai relativi regolamenti vigenti alla data di emanazione del presente decreto (rif. tav.2.2.c della sezione 2);
- corridoi ecologici individuati in base alle cartografie redatte a corredo dei piani di gestione dei Siti Natura 2000 (SIC, ZCS e ZPS), art. 4, co. 2.

Come si rileva dagli elaborati della sez.2 richiamati **nessuno degli aerogeneratori ricade con la base e il sorvolo in aree non idonee.**

Con riferimento alle **Aree di particolare attenzione** per impianti EO3 si fa presente che gli aerogeneratori di progetto non ricadono in:

- Aree che presentano vulnerabilità ambientali con vincolo idrogeologico (rif. tav.2.3 della sezione 2);
- Aree di particolare attenzione caratterizzate da pericolosità idrogeologica e geomorfologica P2- P1-P0 (rif. tav.2.4 della sezione 2);

- Aree di particolare attenzione paesaggistica:
 - a. ricadenti nell’ambito e in vista delle aree indicate all’art. 134, comma 1, lett. a) e c) del Codice dei beni culturali e del paesaggio ovvero in prossimità degli immobili ivi elencati dall’art. 136, comma 1, lett. a) e b), sono soggetti alla disciplina di cui all’art.152 del Codice medesimo
 - b. ricadenti in prossimità o in vista dei parchi archeologici perimetrati ai sensi della legge regionale n. 20/2000. Si fa presente che secondo il PRG di Mazara del Vallo gli aerogeneratori A2, A5, A6 e A7 con le relative opere accessorie ricadono marginalmente nel perimetro del parco archeologico comunale che, come si rileva dall’art. 62 delle NTA, è da istituire. Secondo le NTA in tale ambito *“tutti i lavori di scavo e di sbancamento debbono essere autorizzati dalla Soprintendenza ai Beni CC. e AA, sezione Beni Archeologici, anche se i manufatti edilizi da realizzare, le opere stradali e le reti di sottosuolo non debbono, secondo le norme vigenti essere sottoposti al preventivo parere della predetta Soprintendenza”*.

Per quanto riguarda le aree di pregio agricolo di cui all’art. 9, come richiesto dall’ art. 9 del DP del 10 ottobre 2017, nel corso della Conferenza di Servizi, ovvero prima del rilascio dell’autorizzazione unica, la proponente presenterà apposita dichiarazione sostitutiva di atto notorio redatta ai sensi dell’art. 47 del D.P.R. n. 445/2000 dagli utilizzatori dei fondi interessati dall’impianto, nella quale verrà specificato se nei fondi sono realizzate o meno produzioni di pregio nell’ultimo quinquennio e se, inoltre, le medesime produzioni beneficiano o hanno beneficiato o meno nell’ultimo quinquennio di contribuzioni erogate a qualsiasi titolo per la produzione di eccellenza siciliana.

CAPITOLO 3

3. SINTESI CORENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE

3.1 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto “Mazara del Vallo” con il PTPR della Provincia di Trapani

Le Linee Guida del Piano Territoriale Paesaggistico Regionale e l'Atto di Indirizzo dell'Assessorato Regionale per i Beni Culturali ed Ambientali e per la Pubblica Istruzione, adottato con D.A. n.5820 dell'08/05/2002, hanno articolato il territorio della Regione in 18 ambiti territoriali individuati dalle stesse Linee Guida.

Provincia	Ambiti paesaggistici regionali (PTPR)
Agrigento	2, 3, 10, 11, 15
Caltanissetta	6, 7, 10, 11, 15
Catania	8, 11, 12, 13, 14, 16, 17
Enna	8, 11, 12, 14
Messina	8
	9
Palermo	3, 4, 5, 6, 7, 11
Ragusa	15, 16, 17
Siracusa	14, 17
Trapani	1
	2, 3

Il territorio del comune di Mazara del Vallo interessato dalle opere di progetto appartiene agli Ambiti 2 e 3 della provincia di Trapani: “Area della Pianura costiera occidentale - Area delle colline del trapanese”.

Il Piano Paesaggistico suddivide il territorio degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia Trapani in Paesaggi Locali:

- Paesaggio locale 01 - Trapani e Paceco
- Paesaggio locale 02 – Saline di Trapani e Paceco

- Paesaggio locale 03 - Altopiano tra il Verderame e il Birgi
- Paesaggio locale 04 - Stagnone di Marsala
- Paesaggio locale 05 - Marsala
- Paesaggio locale 06 – Sciare
- Paesaggio locale 07 – Mazara
- Paesaggio locale 08 - Delia-Nivolelli
- Paesaggio locale 09 - Gorgi Tondi e lago di Preola
- Paesaggio locale 10 - Altopiano di Castelvetrano
- Paesaggio locale 11 - Dune costiere
- Paesaggio locale 12 - Foce del Belice
- Paesaggio locale 13 – Belice
- Paesaggio locale 14 – Salemi
- Paesaggio locale 15 – Mazaro
- Paesaggio locale 16 – Marcanzotta
- Paesaggio locale 17 – Segesta
- Paesaggio locale 18 - Fiume Freddo
- Paesaggio locale 19 - Alcamo

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PTPR si rileva quanto segue:

Regimi normativi (rif. tav. 2.1.a della sezione 2)

- L'area d'impianto appartiene al Paesaggio locale 16 denominato “Marcanzotta”;
- Gli aerogeneratori non interferiscono con aree di tutela o aree di recupero;
- Parte del cavidotto interferisce con un'area di tutela 1. Ai sensi dell'art. 36 comma 2 par. 16.b delle NTA del PTPR in tali aree non è espressamente vietata la realizzazione di impianti eolici e opere accessori.; Ad ogni modo si fa presente che la posa dei cavidotti in tali aree è prevista sempre su viabilità esistente, pertanto la posa non comporterà alterazione del suolo. In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche attuali e l'intervento sarà il meno invasivo possibile.

Beni paesaggistici (rif. tav. 2.1.b della sezione 2)

- Non risultano interferenza con i corsi d'acqua presenti nell'area di interesse, solo parte del cavidotto interferisce con il buffer dei 150 m, ma trattandosi di posa su viabilità esistente, essa non altererà le condizioni idrogeologiche e paesaggistiche attuali;
- non si evidenziano interferenze con aree archeologiche;
- non si evidenziano interferenze con aree boscate.

Componenti del paesaggio (rif. tav.2.1.c della sezione 2)

- Gli aerogeneratori ricadono prevalentemente nella componente paesaggio del vigneto ad eccezione della A2 e A6 che ricadono nella componente paesaggio delle colture erbacee Ai sensi dell'art. 36 comma 1 par. c delle NTA del PTPR in tali aree non è espressamente vietata la realizzazione di impianti eolici. In merito al rapporto tra le opere messe in progetto e le colture delle aree interessate si rimanda allo studio Pedagogico (rif. tav. 0.3);
- Nell'area di progetto si evidenziano diversi pozzi riportati come pozzi e pozzi termali dalla tavola delle componenti del paesaggio, in particolar modo nelle immediate vicinanze della torre A08. Le NTA del PTPR di Trapani all'art. 11 comma B par. c, prevedono come oggetto di attenzione e di tutela, in ragione della loro rilevanza per gli assetti idrogeologici e il mantenimento degli equilibri ambientali, i pozzi e le sorgenti utilizzati per scopi idropotabili. Le NTA sanciscono che *“la tutela dinamica di questi sistemi ambientali va attuata fissando parametri idrogeologici attraverso i quali individuare delle aree di rispetto sufficienti a proteggere l'acquifero cui sorgenti e pozzi fanno capo”*.
La normativa nazionale, in particolare modo il D. Lgs 152/2006 art 94 comma 6 prevede che *“in assenza dell'individuazione da parte delle regioni o delle province autonome della zona di rispetto ai sensi del comma 1, la medesima ha un'estensione di 200 metri di raggio rispetto al punto di captazione o di derivazione”*.
Si fa presente che, per quanto desumibile dal Piano di Tutela delle Acque della Sicilia, nella zona prossima all'istallazione degli aerogeneratori non ricadono pozzi ad uso idropotabile come si rileva dall'allegato 17 al suddetto Piano.
- L'aerogeneratore A1 si trova a circa 800 m da un punto panoramico. Ai sensi dell'art. 19 comma B delle NTA del PTPR di Trapani *“è vietata l'edificazione sulle aree adiacenti di manufatti di qualsiasi genere, che possono direttamente interferire con la visibilità del panorama dagli elementi considerati; per le aree più discoste, in quanto solo indirettamente interferenti con le visuali relative agli anzidetti punti o percorsi, dovrà prevedersi l'accurato inserimento visivo dei manufatti da edificare”*.
Il punto di vista panoramico in oggetto si apre verso ovest e quindi in direzione del centro urbano di Marsala. L'impianto di progetto si dispone ad est di tale punto per cui non determina un'interferenza visiva rispetto alla percezione del panorama.

IN SINTESI, L'INTERVENTO RISULTA COMPATIBILE CON LE NORME DEL PIANO PAESAGGISTICO DEGLI AMBITI 2 E 3 RICADENTI NELLA PROVINCIA DI TRAPANI

3.2 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto “Mazara del Vallo” con la Pianificazione Comunale

VERIFICA PIANIFICAZIONE COMUNALE – DESTINAZIONE URBANISTICA					
COMUNE	OPERE	ZONIZZAZIONE URBANISTICA e VERIFICA COMPATIBILITA'		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
MAZARA DEL VALLO	Aerogeneratori A1-A2-A3-A4-A5-A7-A8 Piazzole montaggio, Strade di progetto ed esistenti da adeguare, Aree temporanee di cantiere, Cavidotto interno Cavidotto esterno	Zona Agricola E1	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.	GE.MAZ01.PD.2.7 della sezione 2	
	Aerogeneratore A6 e relative opere connesse	Zona Agricola E2	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.	GE.MAZ01.PD.2.7 della sezione 2	
	Aerogeneratori A2, A5, A6 e A7 con le relative opere accessorie	Parco archeologico da istituire	Durante l'iter autorizzativo, verrà acquisita l'autorizzazione della soprintendenza	GE.MAZ01.PD.2.7 della sezione 2	
MARSALA	Cavidotto esterno Stazione di connessione	Zona Agricola	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto	GE.MAZ01.PD.2.7 della sezione 2	

Per quanto attiene alla destinazione urbanistica, l'impianto ricade IN ZONA AGRICOLA ai sensi degli strumenti urbanistici comunale e, pertanto, è compatibile ai sensi del DLgs 387/2003.

3.3 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto "Marzara del Vallo" con il Decreto Presidenziale del 10 ottobre 2017 della Regione Sicilia

VERIFICA DECRETO PRESIDENZIALE DEL 10 OTTOBRE 2017				
AREE NON IDONEE PER IMPIANI E03	INTERFERENZE		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
AREE A PERICOLOSITÀ IDROGEOLOGICA E GEOMORFOLOGICA P4 E P3	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.4 della sezione 2	
BENI PAESAGGISTICI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.b della sezione 2	
AREE E PARCHI ARCHEOLOGICI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.b della sezione 2	
BOSCHI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.b della sezione 2	
AREE SIC	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.2.a della sezione 2	
AREE ZPS	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.2.a della sezione 2	
AREE ZSC	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.2.a della sezione 2	
AREE IBA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.2.b della sezione 2	
AREE DELLA RETE ECOLOGICA SICILIANA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.e della sezione 2	
SITI RAMSAR (ZONE UMIDE)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.2.b della sezione 2	
OASI DI PROTEZIONE E RIFUGIO DELLA FAUNA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.e della sezione 2	
GEOSITI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.e della sezione 2	
PARCHI REGIONALI E NAZIONALI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.e della sezione 2	
CORRIDOI ECOLOGICI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.e della sezione 2	
AREE DI PARTICOLARE ATTENZIONE PER IMPIANTI E03	INTERFERENZE		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
AREE CHE PRESENTANO VULNERABILITÀ AMBIENTALI CON VINCOLO IDROGEOLOGICO	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.3 della sezione 2	
AREE A PERICOLOSITÀ IDROGEOLOGICA E GEOMORFOLOGICA P2- P1-P0	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.4 della sezione 2	
AREE RICADENTI NELL'AMBITO E IN VISTA DELLE AREE INDICATE ALL'ART. 134, COMMA 1, LETT. A) E C) DEL CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO OVVERO IN PROSSIMITÀ DEGLI IMMOBILI IVI ELENCATI DALL'ART. 136	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.b della sezione 2	
AREE RICADENTI IN PROSSIMITÀ O IN VISTA DEI PARCHI ARCHEOLOGICI PERIMETRATI AI SENSI DELLA LEGGE REGIONALE N. 20/2000.	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	GE.MAZ01.PD.2.1.b della sezione 2	
AREE DI PREGIO AGRICOLO	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		Prima del rilascio dell'autorizzazione unica, la proponente presenterà apposita dichiarazione sostitutiva di atto notorio redatta ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. n. 445/2000 dagli utilizzatori dei fondi interessati dall'impianto, nella quale verrà specificato se nei fondi sono realizzate o meno produzioni di pregio nell'ultimo quinquennio e se, inoltre, le medesime produzioni beneficiano o hanno beneficiato o meno nell'ultimo quinquennio di contribuzioni erogate a qualsiasi titolo per la produzione di eccellenza siciliana.
SITI AGRICOLI DI PARTICOLARE PREGIO RISPETTO AL CONTESTO PAESAGGISTICO-CULTURALE	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		

Nessun aerogeneratore ricade in area non idonea e, pertanto, l'intervento è compatibile con Il Decreto Presidenziale del 10 ottobre 2017 della Regione Sicilia