

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA

Comune:
Bovino -Deliceto - Castelluccio dei Sauri
Località "Monte Livagni"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE - 10 AEROGENERATORI -

Sezione:
STUDIO IMPATTO AMBIENTALE ED ALLEGATI - SIA

Titolo elaborato:
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE -QUADRO PROGRAMMATICO

N. Elaborato: **SIA 01**

Scala:

Committente

WINDERG S.r.l.

Via Trento, 64
Vimercate (MB)
P.IVA 04702520968

Amministratore Unico
Michele GIAMBELLI

Progettazione



sede legale e operativa
San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61
sede operativa
Lucera (FG) S.S.17 loc. Vaccarella snc c/o Villaggio Don Bosco
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista
Dott. Ing. Nicola FORTE



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	OTTOBRE 2018	GV sigla	PM sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo - V.I.A.
Nome File sorgente		GE.BOV01.PD.SIA01.doc - dwg	Nome file stampa	GE.BOV01.PD.SIA01.pdf	Formato di stampa A4

INDICE

CAPITOLO 1	2
INTRODUZIONE	2
1.1 Premessa	2
1.2 La proposta di progetto della WindergSrl	2
1.3 La V.I.A. degli impianti eolici in Puglia e la proposta di progetto	2
1.4 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale.....	2
CAPITOLO 2	4
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	4
2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Puglia	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>	6
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 Puglia</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
2.3 Paesaggio e patrimonio storico culturale.....	14
2.3.1 <i>Il Codice dei Beni Culturali</i>	14
2.3.2 <i>Il PPTR_Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Regione Puglia</i>	15
2.3.3 <i>Il PTCP della Provincia di Foggia</i>	16
2.4 Patrimonio floristico, faunistico e aree protette.....	17
2.4.1 <i>Aree Naturali protette</i>	17
2.4.2 <i>Zone Umide di Interesse Nazionale</i>	17
2.4.3 <i>Rete Natura 2000</i>	17
2.4.4 <i>Aree IBA</i>	17
2.5 Tutela del territorio e delle acque	18
2.5.1 <i>PAI</i>	18
2.5.2 <i>Vincolo Idrogeologico</i>	18
2.5.3 <i>Vincolo Sismico</i>	18
2.5.4 <i>Piano Tutela delle acque</i>	18
2.5.5 <i>Concessioni minerarie</i>	18
2.5.6 <i>Normativa sui rifiuti</i>	18
2.6 Pianificazione Comunale.....	19
2.6.1 <i>Strumentazione Urbanistica Comunale</i>	19
2.6.2 <i>Piani Comunali dei Tratturi</i>	19
2.7 Tutela della salute	19
2.7.1 <i>Inquinamento acustico</i>	19
2.7.2 <i>Inquinamento elettromagnetico</i>	19
2.7.3 <i>Sicurezza volo a bassa quota</i>	20
2.8 Compatibilità al Regolamento Regionale 24/2010	21

CAPITOLO 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 dieci aerogeneratori da installare nel comune di Bovino (FG) e con opere di connessione ricadenti anche nei comuni di Castelluccio dei Sauri (FG) e Deliceto (FG).

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 dei 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 WindergSrl

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto eolico denominato “Valle Verde” costituito da 10 aerogeneratori, di cui 7 (aerogeneratori da A1 a A7) da 3 MW ciascuno e 3 (aerogeneratori da A8 a A10) da 3,45 MW ciascuno, da installare nel comune di Bovino (FG) in località “Monte Livagni” e con opere di connessione ricadenti anche nei Comuni di Castelluccio dei Sauri (FG) e Deliceto (FG). Proponente dell'iniziativa è la società WINDERG Srl.

Il collegamento dell'impianto alla rete elettrica di trasmissione nazionale avviene mediante un cavidotto interrato in media tensione che si collegherà ad una sottostazione di trasformazione e consegna 30/150 KV.

Il progetto prevede due tracciati del cavidotto MT. Il tracciato di progetto segue la SP104, la SP120, strade locali e strade a servizio di impianti eolici esistenti. L'ipotesi alternativa segue la SP102, la strada comunale “Deliceto Ascoli Statrignano”, strade locali, e si sviluppa parallelamente al tracciato del cavidotto esistente a servizio dell'impianto eolico di proprietà della società Vibinum srl.

La sottostazione di trasformazione è prevista in prossimità della stazione elettrica RTN “Deliceto” esistente e, tramite un cavidotto interrato in alta tensione, si collegherà allo stallo condiviso previsto all'interno della sottostazione di trasformazione della società ATS ENERGIA PE SANT'AGATA srl (attualmente in iter autorizzativo). In alternativa è previsto il collegamento AT diretto tra la stazione di trasformazione e il futuro ampliamento della stazione RTN “Deliceto”.

La proposta progettuale presentata è stata sviluppata in modo da ottimizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio,

in modo da limitare al minimo gli impatti ambientali e paesaggistici e in modo da garantire la sostenibilità ambientale dell'intervento.

1.3 La V.I.A. degli impianti eolici in Puglia e la proposta di progetto

La Regione Puglia, in attuazione della Direttiva 85/377, ha emanato la **legge regionale L.r. n. 11 del 12/04/2001 “Norme sulla valutazione d'impatto ambientale”** che recepisce anche le modifiche introdotte in materia dalla successiva Direttiva 97/11, le integrazioni e le modifiche al DPR 12/04/1996 del DPCM 03/09/1999 nonché le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al DPR n. 357 del 08/09/1997, recentemente integrato e modificato dal DPR 12 marzo 2003, n. 120.

La legge regionale n.11/2001 è stata modificata dalle leggi n.17 del 14/06/07; n.25 del 3/08/07 e n.40 del 31/12/07. Le modifiche apportate, tra le altre cose, prevedono che tra gli interventi da assoggettare a VIA rientrano anche quelli che interessano i siti della Rete Natura 2000. Vengono altresì ridefinite le competenze della Regione, delle Provincie e dei Comuni.

Ulteriori modifiche ed integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 sono state apportate con la Legge Regionale 18 ottobre 2010, n. 13, la Legge Regionale 19/11/2012 n.33, la Legge Regionale 14/12/2012, n. 44, la Legge Regionale 12/02/2014, n. 4, la Legge Regionale 26/10/2016, n. 28.

La legge regionale 11/01 e s.m.i. è composta da 32 articoli e da 2 Allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato “A”) e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato “B”).

L'Elenco B.2 dell'Allegato B della legge in questione, fra i progetti di competenza della Provincia soggetti a Verifica di Assoggettabilità alla V.I.A., al punto B.2.g/3) riporta, nell'ambito dell'industria energetica, gli **“impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento”**.

La legge regionale 11/2001, tuttavia, non è stata aggiornata ed allineata alle ultime modifiche apportate al cosiddetto “Codice dell'Ambiente” **D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006**. 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 31,35 MW (superiore alla soglia di 30 MW), pertanto secondo quanto stabilito dal D.Lgs 152/2006 (come modificato dal D.Lgs 104/2017), sarà sottoposto a VIA statale.

Poiché l'intervento è ubicato al di fuori delle aree della Rete Natura 2000 e si colloca a più di 5 km dal perimetro delle aree IBA e ZPS, ai sensi della normativa nazionale e regionale non è sottoposto a valutazione di incidenza (RR n.15/2008 e DPR 357/97 e successive modifiche ed integrazioni).

1.4 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale

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, valutati anche in relazione alle procedure di cui alla DGR 2122/2012; 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

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Puglia

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 alla 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 all'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 Puglia, in attuazione della Direttiva 85/377, ha emanato la **legge regionale L.r. n. 11 del 12/04/2001 “Norme sulla valutazione d'impatto ambientale”** che recepisce anche le modifiche introdotte in

materia dalla successiva Direttiva 97/11, le integrazioni e le modifiche al Dpr 12/04/1996 del Dpcm 03/09/1999 nonché le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al Dpr n. 357 del 08/09/1997, recentemente integrato e modificato dal Dpr 12 marzo 2003, n. 120.

La legge disciplina le procedure di VIA e Screening Ambientale, i contenuti degli studi ambientali nonché definisce gli enti competenti. Suddivide gli interventi in due allegati, allegato A e allegato B, riportanti rispettivamente gli interventi da assoggettare necessariamente a VIA e gli interventi da sottoporre a Screening.

La legge prevede:

- Assoggettamento a VIA di cui all'art. 5 per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato A
- Assoggettamento alla procedura di verifica di cui all'articolo 16 per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato B
- Assoggettamento a VIA per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato B qualora ciò si renda necessario in esito alla procedura di verifica di cui all'articolo 16 o qualora gli interventi e le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette.

Resta ferma al volontà del proponente di poter richiedere l'assoggettamento a screening per opere non comprese negli elenchi della legge, oppure l'assoggettamento a VIA per opere rientranti nell'ambito dell'applicabilità dello screening (rif. comma 6 art. 4 della l.r. 11/2001).

La suddetta legge, all'art. 7, prevede che la Giunta definisca con direttive vincolanti, per tipologia di interventi od opere, le modalità e criteri di attuazione delle specifiche procedure di valutazione ambientale, individuando, tra l'altro, i contenuti e le metodologie per la predisposizione sia degli elaborati relativi alla procedura di verifica, sia dello studio di impatto ambientale.

La legge regionale n.11/2001 è stata modificata dalle leggi n.17 del 14/06/07; n.25 del 3/08/07 e n.40 del 31/12/07. Le modifiche apportate, tra le altre cose, prevedono che tra gli interventi da assoggettare a VIA rientrano anche quelli che interessano i siti della Rete Natura 2000. Vengono altresì ridefinite le competenze della Regione, delle Provincie e dei Comuni.

Tra le ultime modifiche ed integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale), rientrano la Legge Regionale 18 ottobre 2010, n. 13, la Legge Regionale 19/11/2012 n.33, la Legge Regionale 14/12/2012, n. 44, la Legge Regionale 12/02/2014, n. 4, la Legge Regionale 26/10/2016, n. 28.

La legge regionale 11/01 e s.m.i. è composta da 32 articoli e da 2 Allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato “A”) e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato “B”).

L'Elenco B.2 dell'Allegato B della legge in questione, fra i progetti di competenza della Provincia soggetti a Verifica di Assoggettabilità alla V.I.A, al punto B.2.g/3) riporta, nell'ambito dell'industria energetica, gli “*impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento*”.

Si sottolinea che la legge regionale 11/2001 non è stata aggiornata ed allineata alle ultime modifiche ed integrazioni apportate in ambito di VIA al D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006.

La Regione Puglia ha emanato la DGR n. 2122 del 23 ottobre 2012, che fornisce gli indirizzi per la valutazione degli impatti cumulativi degli impianti a fonti rinnovabili nelle procedure di valutazione ambientale.

Il provvedimento nasce dalla "necessità di un'indagine di contesto ambientale a largo raggio, coinvolgendo aspetti ambientali e paesaggistici di area vasta e non solo puntuali, indagando lo stato dei luoghi, anche alla luce delle trasformazioni conseguenti alla presenza reale e prevista di altri impianti di produzione di energia per lo sfruttamento di fonti rinnovabili e con riferimento ai potenziali impatti cumulativi connessi."

I nuovi criteri dettati dalla delibera dovranno essere utilizzati dalle autorità competenti per la valutazione degli impatti cumulativi dovuti alla compresenza di impianti eolici e fotovoltaici al suolo:

- Già in esercizio
- Per i quali è stata già rilasciata l'Autorizzazione unica ovvero dove si sia conclusa la PAS
- Per i quali i procedimenti ambientali siano ancora in corso.

La DGR 2122/2012 esplicita alcuni criteri uniformi relativi ai seguenti ambiti tematici che possono essere interessati dal cumulo di impianti:

- Visuali paesaggistiche
- Patrimonio culturale e identitario
- Natura e biodiversità
- Salute e pubblica incolumità (inquinamento acustico, elettromagnetico e rischio da gittata)
- Suolo e sottosuolo.

La DGR n.2122/2012 inoltre assegna alla Valutazione d'impatto ambientale una funzione di coordinamento di tutte le intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati in materia ambientale, indicando con precisione quali pareri ambientali debbano essere resi all'interno del procedimento di VIA.

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 31,35 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.

Poiché l'intervento è ubicato al di fuori delle aree della Rete Natura 2000 e si colloca a più di 5 km dal perimetro delle aree IBA e ZPS, ai sensi della normativa nazionale e regionale non è sottoposto a valutazione di incidenza (RR n.15/2008 e DPR 357/97 e successive modifiche ed integrazioni).

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, al centro del dibattito mondiale sono le trattative per la 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'esaffluoro 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 climateranti 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 inadempimento. (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

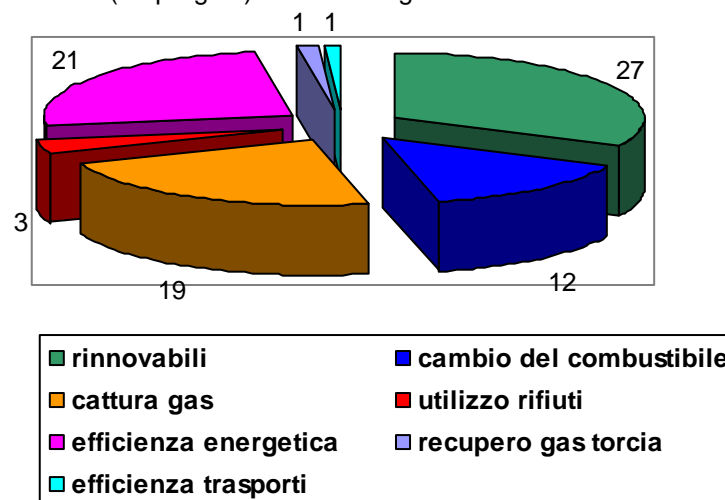
Tabella 3: Principali acquirenti di diritti di emissione in Mton CO2

	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

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.

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 unifichino 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:

- - 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;
 - - 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, e che rappresentano una grande novità nel sistema di regolazione degli incentivi in Italia. Successivamente, per il comparto FER diverse da fotovoltaico, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha emanato D.M. 23 giugno 2016 (valido solo dal 30 giugno 2016) e attualmente si è in attesa del nuovo decreto sulla regolazione del sistema degli incentivi e delle procedure d'asta.

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 SSP ³ 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
BIOMASSA	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 20	PAS
	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 d'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
GAS DI DISCARICA, GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE E BIOGAS	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 200	PAS
	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 d'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
EOLICA	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 - 250	PAS
	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 - 50	PAS
IDRAULICA	Torri anemometriche destinate ad una misurazione del vento oltre 36 mesi	Qualsiasi	PAS
	Impianti compatibili con il regime di SSP che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni d'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		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, grande novità per il sistema economico dell'eolico, 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. Per quello in mare una sola richiesta, per un parco da 30 MW in Puglia (poco più del 4% di un contingente triennale da 650 MW).

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 incentivo, 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
Per impianti di potenza inferiore a 500 kW*. 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.	Per impianti di potenza inferiore a 500 kW* e per impianti di potenza superiore a 500 kW. 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.
*In caso di potenza inferiore alla nuova soglia di 500 kW possono optare per l'una o l'altra modalità di incentivazione.	

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.

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.

2.2.4 La politica energetica della Puglia

Per quanto riguarda la Regione Puglia, la Giunta Regionale ha preso atto dello studio per l'elaborazione del Piano Energetico Regionale con deliberazione n. 1409 del 30/09/2002. In esso vengono posti come obiettivi prioritari l'individuazione di bacini energetici territoriali, il risparmio energetico, lo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, la riduzione in atmosfera di CO₂ e altri gas ad effetto serra e la destinazione di risorse finanziarie per la realizzazione degli interventi.

Inoltre, nel dicembre 2002, è stato approvato lo schema di Convenzione tra l'Ente per le nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (Enea) e la Regione Puglia. Il documento si inquadra nell'ambito della collaborazione nel campo delle energie rinnovabili, in seno al Progetto "Optires". L'articolazione del progetto si basa su varie fasi che interessano in particolare la futura elaborazione del Piano Energetico Regionale come:

- La raccolta dei dati geografici, energetici, etc. relative alle regione;
- Le analisi della situazione e definizione degli scenari possibili;
- La proposta di un piano di utilizzo FER e quindi disseminazione dei risultati in ambito regionale a P.A., investitori, associazioni di categoria (...).

In tale ambito, Regione ed Enea sono impegnate, in relazione alle proprie competenze, in varie azioni a promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, compresa l'individuazione delle barriere allo sviluppo.

La Giunta Regionale pugliese ha emanato la Deliberazione 31 maggio 2005, n. 716 "Procedimento per il rilascio delle autorizzazioni alla

costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili" in recepimento del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, per la disciplina il procedimento di autorizzazione unica. La delibera, successivamente integrata e modificata con la Deliberazione di Giunta regionale 14 ottobre 2006 n. 1550, definisce direttive contenenti regole chiare e procedure certe per la costruzione e realizzazione di impianti a fonti rinnovabili. Essa fissa anche dei paletti a garanzia delle ricadute occupazionali nei territori interessati e approva, tra l'altro, le prescrizioni tecniche, gli adempimenti degli enti locali, i requisiti soggettivi previsti per i proponenti, nonché la procedura di autorizzazione. La direttiva individua la struttura responsabile dell'istruttoria, degli adempimenti procedurali e dell'adozione del provvedimento finale nel settore Industria ed Energia dell'Assessorato allo Sviluppo Economico.

La Regione Puglia, a fine 2005, ha provveduto a dare incarico per la redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.). L'incarico ha previsto una specifica fase di relazione di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) che ha accompagnato la redazione del Piano ed un'attività di supporto tecnico all'Amministrazione Regionale nella fase di consultazione con gli enti locali, le realtà socio-economiche e le associazioni. La Giunta regionale, a marzo 2006, ha preso atto delle prime linee di indirizzo per la predisposizione del PEAR. Il documento "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione" comprende tanto punti inderogabili, quali, ad esempio, il no al nucleare, quanto un variegato ventaglio di ipotesi tra le quali un forte ricorso alle fonti rinnovabili, seppur dopo una attenta valutazione delle localizzazioni. Riguardo agli impianti da fonte eolica, la Giunta regionale, nelle more del PEAR, ha emanato una moratoria (legge regionale 11 agosto 2005, n. 9 "Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica") per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative ex 387/2003, durata fino a giugno 2006.

Con la delibera n.827 del 8/6/2007 la Giunta Regionale ha finalmente adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.).

Il P.E.A.R. contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni e vuole costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia. Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione, tra cui:

- **La necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili** e l'efficienza energetica degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie, nel contesto della sicurezza e del loro impatto sull'ambiente.

Una particolare attenzione è riservata alla produzione energetica da eolico riguardo al quale il Piano rileva, in primo luogo, il forte incremento registratosi negli ultimi anni in Puglia, anche a causa dei progressi nella costruzione di aerogeneratori sempre più "alti" (e quindi capaci di "catturare" il vento anche in pianura) e sempre più efficienti. Obiettivo generale del Piano è quello di incentivare lo sviluppo della risorsa eolica, nella consapevolezza che ciò contribuisce a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica.

D'altra parte, dati i rischi di uno sviluppo incontrollato, come già in corso in alcune aree del territorio regionale, il Piano sollecita

l'identificazione di criteri di indirizzo in modo da evitare grosse ripercussioni anche sull'accettabilità sociale degli impianti.

La Regione Puglia ha recepito le Linee Guida Nazionali con l'emanazione del **Regolamento Regionale 30 dicembre 2010 n. 24** "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia". In riscontro al DM 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali) il R.R. 24/2010 individua le aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologia di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Si evidenzia come il RR 24/2010 non si applica ai progetti d'impianti eolici ricadenti nel campo di applicazione del Regolamento Regionale n.16 del 4 ottobre 2006 (art. 5 comma 1 del RR 24/2010). L'impianto di progetto, pertanto, risulta escluso dall'ambito di applicabilità di tale regolamento (al paragrafo 5.7 si riporta comunque una valutazione della rispondenza dell'intervento alle disposizioni dello stesso, tenendo presente del fatto che le eventuali interferenze non ne determinano l'incompatibilità).

Figura 4: Elenco delle principali norme e indirizzi regionali in materia di sviluppo delle FER.

Ente	Norma o Indirizzo	Data	Principali contenuti
Regione Puglia	Deliberazione n.1409 del 30.09.2002	2002	La Giunta Regionale ha preso atto dello studio per l'elaborazione del Piano Energetico Regionale.
Regione Puglia	Convenzione tra l'Enea e la Regione Puglia	2002	La convenzione muove dagli impegni assunti dall'Italia con il protocollo di Kyoto. In essa si sottolinea che il raggiungimento dell'obiettivo di coprire, entro il 2010, il 12% dell'intero fabbisogno di energia con il ricorso alle fonti rinnovabili di energia richiede un notevole impegno a tutti i livelli dalla ricerca e sviluppo, alla gestione e programmazione, all'uso delle risorse di energia e che dato che molte competenze di gestione sono ad oggi delle autorità regionali esse sono chiamate a concorrere al raggiungimento degli obiettivi generali. L'Enea partecipa nell'ambito del programma Comunitario Altener ad un progetto chiamato Optires "A Planning Tool for the Optimal Regional Integration of Renewable Energy Sources", che vede la partecipazione di sette partners che analizzeranno cinque realtà regionali appartenenti al bacino del Mediterraneo: Pirenei Orientali (Francia), Castilla La Mancha (Spagna), Villa Nova de Gaia (Portogallo), Peloponneso (Grecia) e la Puglia per l'Italia. Tale progetto intende promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) a livello locale, effettuando analisi sulle potenzialità, definendo scenari e proponendo di concerto con autorità regionali possibili politiche di intervento. Nel corso del progetto sarà applicata una metodologia che si basa essenzialmente sull'acquisizione ed elaborazione dei dati geografici del territorio, come la cartografia stradale, elevazione, morfologia, copertura ed uso del suolo etc. e dei dati relativi alla FER quali l'insolazione, ventosità, disponibilità di residui agricoli forestali ed industriali, flussi d'acqua specifici, etc..
Regione Puglia	DGR 2 marzo 2004, n. 131	2004	Linee Guida per la valutazione ambientale degli impianti eolici. NON PIU' VIGENTI A SEGUITO DELL'ENTRATA IN VIGORE DEL PEAR (DGR 827/2007)
Regione Puglia	D.G.R. n. 716 del 31.05.2005	2005	Procedimento per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili" in recepimento del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, per la disciplina il procedimento di autorizzazione unica.

Ente	Norma o Indirizzo	Data	Principali contenuti
Regione Puglia	legge regionale n.9 del 11/05/2005,	2005	Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica - DICHIARATA INCOSTITUZIONALE
Regione Puglia	Regolamento regionale 4 ottobre 2006, n. 16	2006	Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia - ABROGATO
Regione Puglia	P.E.A.R (deliberazione n.827 del 08.06.2007)	2007	PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
Regione Puglia	D.G.R. n. 35/2007	2007	Procedimento per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili" in recepimento del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, per la disciplina il procedimento di autorizzazione unica.
Regione Puglia	Legge regionale n. 31 del 21 ottobre 2008	2008	Disciplina dei procedimenti amministrativi per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.
Regione Puglia	DGR 3 marzo 2010, n. 595	2010	Direttive delle procedure per il rilascio dell'autorizzazione unica per realizzare impianti eolici - Chiarimenti e limiti di applicabilità della Dgr 2467/2008 di modifica della Dgr 1462/2008
Regione Puglia	DGR n. 3029 del 31 dicembre 2010	2010	Dal 1° gennaio 2011 la disciplina in materia di autorizzazione unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili è regolata dalla DGR n. 3029/2010 che ha recepito le Linee guida nazionali abrogando la precedente Dgr n. 35/2007.
Regione Puglia	Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24	2010	Individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di impianti a fonti rinnovabili in recepimento delle Linee Guida Nazionali.

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 PEAR 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); in particolare 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.

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.

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.

Le opere di progetto sono esterne ad aree vincolate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n.42/04. Solo il cavidotto esterno (sia nell'ipotesi di progetto che in quella alternativa) attraversa corsi d'acqua con relativa fascia dei 150 m tutelati dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio. In particolare il cavidotto esterno nella soluzione di progetto attraversa il "Canale Pozzo Vitolo", il "Torrente Carapellotto e Vallone Meridiano", e il "Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio". Il cavidotto esterno nella soluzione alternativa attraversa il "Torrente Carapellotto - Vallone Meridiano" e il "Fosso Traversa e Pozzo Pascuscio" (rif. tavola 2.1.c della sezione 2).

Si fa presente che l'attraversamento dei corsi d'acqua avverrà in corrispondenza di strade provinciali e/o sterrate e si utilizzerà la tecnologia T.O.C. per non alterare lo stato attuale dei luoghi.

2.3.2 Il PPTR Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Regione Puglia

Il PPTR è stato approvato con DGR n. 176/2015 ed individua i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti paesaggistici suddividendo gli stessi per diverse componenti paesistiche.

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

Componenti Idrologiche (rif. tav. 2.1.c della sezione 2)

- Beni Paesaggistici

- Il cavidotto esterno nella soluzione di progetto attraversa in tre punti corsi d'acqua iscritti nell'elenco delle acque pubbliche (Canale Pozzo Vitolo; Torrente Carapellotto - Vallone Meridiano; Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio).
- Il cavidotto esterno nella soluzione alternativa attraversa in due punti corsi d'acqua iscritti nell'elenco delle acque pubbliche (Torrente Carapellotto - Vallone Meridiano; Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio).

- Ulteriori Contesti Paesaggistici

- Il cavidotto esterno nella soluzione di progetto lambisce due aree soggette a vincolo idrogeologico restando in ogni caso fuori dal vincolo.
- Il cavidotto esterno nella soluzione alternativa attraversa aree soggette a vincolo idrogeologico ed attraversa due aste del reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (Vallone Legname e Fosso Sabato Pinto).

Il cavidotto esterno (sia nell'ipotesi di progetto che alternativa) in corrispondenza dei corsi d'acqua pubblica è previsto interrato su strada esistente e gli attraversamenti saranno eseguiti mediante TOC in modo da non alterare le condizioni idrologiche e paesaggistiche e da rendere l'intervento il meno invasivo possibile.

Pertanto, per quanto stabilito alla lettera a)10) del comma 2 dell'art. 46 delle NTA del PPTR l'intervento è ammissibile.

Si riportano a seguire le foto degli attraversamenti sui corsi d'acqua pubblica.



Figura 5 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione di progetto) su Canale Pozzo Vitolo – SP103



Figura 6 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione di progetto) su "Torrente Carapellotto-Vallone Meridiano" - SP104



Figura 7 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione di progetto) su "Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio" – strada sterrata



Figura 8 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione alternativa) su "Torrente Carapellotto-Vallone Meridiano" – SP102



Figura 9 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione alternativa) su "Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio" – SP102

Il cavidotto esterno nell'ipotesi alternativa in corrispondenza del reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (Vallone Legname e Fosso Sabato Pinto) sarà realizzato interrato su strada esistente e gli attraversamenti saranno eseguiti mediante TOC in modo da non alterare le condizioni idrologiche e paesaggistiche e da rendere l'intervento il meno invasivo possibile.

Pertanto, l'intervento non risulta in contrasto con le misure di salvaguardia previste dal PPTR all'art. 47 delle NTA.

Si riportano a seguire la foto dell'attraversamento sul Vallone Legname appartenente al reticolo idrografico di connessione della R.E.R. La foto relativa all'attraversamento sul "Fosso Sabato Pinto" è la stessa della

figura 5 in quanto lo stesso fosso confluisce in testa al "Fosso Traversa - Pozzo Pascuscio".



Figura 10 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione alternativa) su "Vallone Legname" – SP102

Il PPTR non riporta specifiche prescrizioni per gli interventi in aree a vincolo idrogeologico. Ai fini della realizzazione dell'intervento verrà acquisito il parere dell'Ufficio Foreste di Foggia.

Componenti Geomorfologiche (rif. tav.2.1.b della sezione 2)

- Ulteriori Contesti Paesaggistici

- Il cavidotto nella soluzione alternativa attraversa un'area di versante.

L'attraversamento dell'area di versante riguarda un tratto del cavidotto previsto su strada comunale "Tratturo di Tegola".

Poiché il cavo sarà posato interrato su strada esistente con ripristino dello stato dei luoghi, la realizzazione dell'opera non altererà gli equilibri idrogeologici e morfologici dell'area, né determinerà trasformazioni di tipo boschive o, in generale, di tipo vegetazionale. Pertanto ai sensi del comma 2 dell'art. 53 delle NTA del PPTR, l'intervento è ammissibile.

Componenti Botanico Vegetazionali (rif. tav. 2.1.d della sezione 2)

- Beni Paesaggistici

- Nessuna interferenza.

- Ulteriori Contesti Paesaggistici

- Il cavidotto esterno nella soluzione di progetto attraversa "formazioni arbustive in evoluzione naturale" in corrispondenza del passaggio sulle acque pubbliche (Canale Pozzo Vitolo - Torrente Carapellotto e Vallone Meridiano - Fosso Traversa e Pozzo Pascuscio).
- Il cavidotto esterno nella soluzione alternativa attraversa formazioni arbustive in evoluzione naturale" in corrispondenza del passaggio sulle acque pubbliche (Torrente Carapellotto e Vallone Meridiano - Fosso Traversa e Pozzo Pascuscio) e in corrispondenza del passaggio su un'asta del reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (Fosso Sabato Pinto).

Le "formazioni arbustive" attraversate dal cavidotto esterno (sia nell'ipotesi di progetto che in quella alternativa) ricadono tutte in prossimità dei corsi d'acqua appartenenti alle componenti idrologiche precedentemente individuate. In corrispondenza dei corsi d'acqua il cavidotto sarà realizzato interrato su strada esistente e l'attraversamento delle aste idrografiche (e quindi delle formazioni arbustive) avverrà mediante TOC. In tal modo in nessun modo verrà

danneggiata la vegetazione preesistente né verrà manomessa la naturalità del soprassuolo. Pertanto ai sensi dell'art. 66 delle NTA del PPTR, l'intervento è ammissibile.

Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici (rif. tav. 2.1.e della sezione 2)

- Beni Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.

Componenti Culturali ed insediative (rif. tav. 2.1.f della sezione 2)

- Beni Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Un tratto della strada di accesso alla torre A1, un breve tratto della strada comunale "Tratturo di Cologna" da adeguare, un tratto del cavidotto interno e un tratto del cavidotto esterno (sia nell'ipotesi di progetto che alternativa) ricadono all'interno dell'ulteriore contesto paesaggistico "Paesaggi Rurali" (Parco Agricolo Multifunzionale di Valorizzazione del Cervaro).
 - o Un tratto della strada comunale "Tratturo di Tegola" da adeguare e il cavidotto interno MT previsto sulla stessa si sviluppano al margine dell'ulteriore contesto paesaggistico "Testimonianze stratificazione insediativa (rischio archeologico)" associato al Villaggio Cologna.
 - o Il cavidotto esterno nell'ipotesi di progetto attraversa in due punti l'ulteriore contesto paesaggistico "area di rispetto delle componenti culturali e insediative (siti storico-cult.)" (Aree di rispetto associate a Masseria Catenaccio e Masseria D'Amendola entrambe su territorio di Deliceto).
 - o Il cavidotto esterno nell'ipotesi alternativa attraversa in un punto l'ulteriore contesto paesaggistico "area di rispetto delle componenti culturali e insediative (siti storico-cult.)" (Aree di rispetto associate a Masseria D'Amendola su territorio di Deliceto).

Gli interventi previsti nel "paesaggio rurale" del Parco Agricolo Multifunzionale di Valorizzazione del Cervaro non comporteranno una compromissione degli elementi antropici, seminaturali e naturali caratterizzanti il paesaggio agrario né altereranno i caratteri della trama insediativa di lunga durata. Infatti gli interventi sulla strada comunale "Tratturo di Cologna" riguarderanno il solo adeguamento della sezione stradale e la sistemazione della pavimentazione mediante l'apporto di uno strato di finitura con misto granulare di pezzatura sottile ripretendendo la finitura delle strade brecciate esistenti. La strada da realizzare a servizio della torre A1 così come il relativo cavidotto MT interrato interesseranno solo marginalmente l'ambito del "Parco Agricolo Multifunzionale di Valorizzazione del Cervaro". La strada di progetto sarà realizzata con caratteristiche simili a quelle delle piste esistenti in modo da non compromettere le caratteristiche tipiche del paesaggio. Il cavidotto MT interno così come quello esterno (nell'ipotesi di progetto e alternativa) attraverseranno l'ambito interrato su strade esistenti o di progetto per cui non comprometteranno in alcun

modo la valenza del paesaggio rurale. Inoltre, gli interventi previsti non rientrano tra quelli indicati come "non ammissibili" dal PPTR (vedi art. 83 delle NTA), per cui il progetto non risulta in contrasto con le norme di salvaguardia dei paesaggi rurali.

La strada comunale "Trattura di Tegola" delimita a sud l'area a rischio archeologico del Villaggio Cologna. Gli interventi previsti sulla strada esistente riguarderanno solo l'adeguamento della sezione stradale e la sistemazione della pavimentazione mediante l'apporto di uno strato di finitura con misto granulare di pezzatura sottile ripretendendo la finitura delle strade brecciate esistenti. Tali interventi, di fatto, interesseranno solo marginalmente l'area vincolata in quanto riguarderanno la sede della viabilità esistente. Il cavidotto MT interno sarà realizzato interrato lungo la strada comunale "Trattura di Tegola" e quindi non interferirà con l'area vincolata.

In definitiva, gli interventi previsti nell'ulteriore contesto paesaggistico "Testimonianze stratificazione insediativa – area a rischio archeologico" non risultano in contrasto con le norme di salvaguardia del PPTR previste all'art. 81 delle NTA, e quindi sono ammissibili.

Il passaggio del cavidotto esterno (sia nella soluzione di progetto che nell'ipotesi alternativa) nell'area di rispetto delle componenti culturali ed insediative è previsto interrato su strada esistente e, pertanto, è ammissibile ai sensi della lettera a7) del comma 2 dell'art. 82 delle NTA del PPTR.

A seguire si riportano le foto dei tratti previsti nell'area di rispetto delle componenti culturali ed insediative.



Figura 11 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione progetto) in area di rispetto "Masseria Catenaccio" – SP104



Figura 12 – Attraversamento cavidotto esterno (soluzione progetto e alternativa) in area di rispetto "Masseria D'Amendola" – viabilità locale

Componenti dei valori Percettivi (rif. tav. 2.1.g)

- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o L'intervento non interferisce con nessuno degli ulteriori contesti paesaggistici dei valori percettivi, ad eccezione di un tratto del cavidotto nella soluzione alternativa che percorre la SP102 classificata come "strada a valenza paesaggistica".

Poiché il cavidotto esterno nell'ipotesi alternativa sarà realizzato interrato sulla SP102, l'intervento non comporterà la privatizzazione dei punti di vista "belvedere" accessibili al pubblico ubicati lungo la sede stradale, né comprometterà l'intervisibilità e l'integrità percettiva delle visuali panoramiche. Inoltre, la posa del cavo non richiederà la realizzazione di segnaletica e cartellonistica stradale tale da compromettere l'intervisibilità e l'integrità percettiva delle visuali panoramiche.

Pertanto, l'intervento è ammissibile ai sensi dei comma 4 e 5 dell'art. 88 delle NTA del PPTR.

Per quanto detto, l'intervento risulta compatibile con le norme del PPTR e in particolare con le norme specifiche riferite agli ulteriori contesti paesaggistici di interesse.

2.3.3 Il PTCP della Provincia di Foggia

Con deliberazione del Consiglio Provinciale n. 84 del 21.12.2009, è stato approvato in via definitiva il Piano Territoriale di Coordinamento provinciale (PTCP) della provincia di Foggia.

La valutazione della conformità delle opere di progetto con il PTCP è stata effettuata con particolare riferimento all'Atlante della tutela della matrice culturale.

Dalla sovrapposizione delle opere di progetto con l'atlante cartografico del PTCP di Foggia si rileva l'interessamento dei seguenti ambiti:

- L'intervento ricade in ambito di vulnerabilità degli acquiferi elevata, solo il cavidotto esterno (sia nella soluzione di progetto che alternativa), ricade anche in ambito di vulnerabilità normale (artt. II 18 e 19 delle NTA) – (vedi tavola 2.1.I della sezione 2).
- L'impianto ricade in area agricola. Il cavidotto esterno (sia nella soluzione di progetto che alternativa) attraversa corsi d'acqua principali e un'area di tutela dei caratteri ambientali e paesistici dei corsi idrici (art. II 42 delle NTA) – (vedi tavola 2.1.m della sezione 2)
- L'intervento non interferisce con gli elementi della matrice antropica. Il cavidotto esterno nella soluzione di progetto si sviluppa al margine di "insediamenti abitativi derivanti dalle bonifiche e dalla riforma agrari" (art. II 65 delle NTA) – (vedi tavola 2.1.n della sezione 2).
- L'impianto ricade in un contesto rurale "produttivo". Mentre il cavidotto sia di progetto che alternativo attraversa contesti rurali "ambienti a prevalente assetto forestale" (art.III.18 delle NTA) – (vedi tavola 2.1.O della sezione 2).

Con riferimento agli ambiti interessati dalle opere di progetto e alle prescrizioni riportate nelle NTA del piano si precisa quanto segue.

L'intervento non comprometterà la vulnerabilità degli acquiferi in quanto:

- La realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia.
- Non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza.
- Le uniche opere interrate sono le fondazioni e i cavidotti che per le loro caratteristiche costitutive non determineranno alcuna forma di contaminazione degli acquiferi.
- Le opere di progetto non comporteranno l'impermeabilizzazione dei suoli in considerazione delle dimensioni ridotte delle stesse e del fatto che si trattano di

opere puntuali.

- In progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti.
- Non è prevista l'apertura di nuove cave.

Si evidenzia che le opere di progetto ricadono all'esterno delle zone di Protezione Speciale di cui al Piano di Tutela delle Acque di cui si dirà appresso (rif. tavola 2.1.r della sezione 2).

L'intervento non comprometterà la tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici interessati in quanto la posa del cavo sarà sempre su strada esistente e l'attraversamento delle aste fluviali è previsto in TOC. Inoltre, la realizzazione dei cavidotti non comporterà negli ambiti di tutela:

- Eliminazione di essenze vegetazionali di alcun genere e tipo;
- Movimenti di terra che possono alterare in modo sostanziale il profilo del terreno, soprattutto perché il cavidotto sarà realizzato su strada esistente;
- Attività estrattive e discariche di rifiuti;
- Impianti di trattamento ed immissione dei reflui, captazione e accumulo delle acque;
- Formazione di nuovi tracciati viari o adeguamento di quelli esistenti.

L'intervento diventerà un nuovo elemento del paesaggio agrario senza svalutarne l'attuale valenza culturale. Le opere non pregiudicheranno la conservazione della struttura insediativa dei luoghi né rechneranno danno ai singoli manufatti. Pertanto, il patrimonio agrario attuale sarà integralmente conservato.

Per quanto riguarda i contesti rurali, il PTCP ammette tra i vari interventi la realizzazione degli impianti di pubblica utilità tra i quali ricadono anche gli impianti eolici ai sensi dell'art. 12 del DLgs 387/2003. Si precisa in ogni caso che gli "ambienti a prevalente assetto forestale" attraversati dal cavidotto riguardano alcune formazioni arbustive ripariali che non verranno in alcun modo compromesse in quanto il superamento delle aste fluviali è previsto mediante TOC.

Per quanto detto, l'intervento risulta compatibile con le norme del PTCP.

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 legge regionale 19/1997, emanata in recepimento della legge quadro 341/91, riporta i criteri per l'individuazione delle aree naturali protette sul territorio della Regione Puglia. In particolare sul territorio della provincia di Foggia ricadono diverse aree naturali protette tra cui il Parco Nazionale del Gargano istituito con il DPR del 05/06/1995 e delimitato in via definitiva con il DPR n. 228 del 01.10.2001. Nessuna delle aree naturali protette ricade, tuttavia, sul territorio dei comuni di Bovino, Castelluccio dei Sauri e Deliceto. Al margine del confine comunale di Castelluccio dei Sauri, ma quasi interamente su territorio di Foggia, ricade il Bosco dell'Incoronata identificato come "Parco Naturale Regionale".

L'intervento, pertanto, ricade all'esterno di aree naturali protette (rif. tav 2.1.e della sezione 2). Rispetto al Bosco dell'Incoronata il progetto si colloca ad una distanza superiore agli 8 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. 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 Puglia sono presenti 3 Zone Umide di importanza internazionale, di cui:

- "Le Cesine", in Provincia di Lecce, inclusa nella ZPS IT9150014;
- "Saline di Margherita di Savoia", in Provincia di Foggia, inclusa nella ZPS IT9110006;
- "Torre Guaceto", in Provincia di Brindisi, inclusa nella ZPS IT9140008

L'intervento ricade all'esterno delle Zone Umide ed, in particolare modo, ricade ad oltre 50km di distanza dall'area delle "Saline di Margherita di Savoia".

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 Province 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 Puglia sono stati censiti dal 1995, con il programma scientifico BioItaly, 77 proposti Siti d'importanza Comunitaria e sono state designate, al dicembre 1998, 16 Zone di Protezione Speciale.

L'intervento è esterno a siti SIC e ZPS (rif. tavola 2.1.a della sezione 2). L'area SIC più vicina è l'area "Valle del Cervaro, Bosco dell'Incoronata" (IT IT9110032) dal quale l'aerogeneratore più vicino si colloca a più di 800 m. L'area ZPS più vicina ricade su territorio Campano (Boschi e Sorgenti della Baronina) a più di 20km di distanza. Per l'intervento non si rende necessaria la Valutazione di Incidenza ai sensi del RR n.15/2008 (rif. lettera n del comma 1 dell'art.5).

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.

L'intervento ricade all'esterno di aree IBA collocandosi ad una distanza superiore ai 15 km dall'IBA "Monti della Daunia" (rif.

tavola 2.1.a della sezione 2). Per l'intervento non si rende necessaria la valutazione di incidenza ambientale ai sensi del RR n.15/2008 (rif. lettera n del comma 1 dell'art.5).

2.5 Tutela del territorio e delle acque

2.5.1 PAI

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico della Puglia (PAI Puglia) è stato approvato con Delibera del Comitato Istituzionale n. 39 del 30 novembre 2005.

Dalla cartografia del P.A.I. (Rif. tavola 2.1.h della sezione 2) si evince che l'impianto ricade in area del PAI "PG1" ovvero "area a pericolosità da frana media e moderata" ad eccezione di alcuni tratti del cavidotto esterno. Secondo la soluzione di progetto ricade fuori vincolo il tratto del cavidotto esterno previsto sulla SP104 (lunghezza 3700 m circa), mentre secondo la soluzione alternativa ricade fuori vincolo un breve tratto del cavidotto previsto sulla SP102 in prossimità dell'incrocio con la SP103 (lunghezza 430 m circa).

Il tratto di cavidotto interno che secondo la soluzione di progetto percorre la SP106 e alcuni tratti del cavidotto esterno su viabilità principale (sia nella soluzione di progetto che alternativa) ricadono in area R2 ovvero "rischio medio".

L'intervento non interessa aree a pericolosità idraulica.

Date le caratteristiche morfologiche delle aree interessate dalle opere che si presentano pressoché pianeggianti o su pendenze medio basse, e le caratteristiche dimensionali delle opere di progetto, l'intervento non determinerà condizioni di instabilità né modificherà negativamente le condizioni ed i processi geomorfologici nell'area e nella zona interessata dalle opere.

In ossequio a quanto previsto dal PAI, al fine di verificare la fattibilità tecnica dell'intervento, è stato redatto uno studio di compatibilità geologica cui si rimanda per i dettagli (rif. elaborato 0.2 del progetto). Dallo studio condotto non sono emerse problematiche o aspetti di tipo geologico e geomorfologico tali da pregiudicare la fattibilità dell'intervento.

I rilievi geologici di superficie e le osservazioni geomorfologiche non hanno evidenziato segni morfologici tali da poter parlare di una instabilità generale dell'area. Inoltre, la marcata omogeneità geolitologica dei terreni affioranti, e la prevalente componente ciottolosa sabbiosa (sull'area d'installazione delle torri) rappresentano una garanzia di stabilità delle aree, per cui sono da escludere eventuali fenomeni che possano comprometterne la stabilità.

L'intervento pertanto risulta compatibile con le previsioni del PAI (rif. art. 15 delle NTA).

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. La LR n. 18 del 30/11/2000 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di boschi e foreste, protezione civile e lotta agli incendi boschivi", conferisce (art. 6) alle Comunità montane e alle Province, limitatamente al territorio non compreso in alcuna Comunità montana, le funzioni ed i compiti amministrativi inerenti la tutela idrogeologica del suolo di cui al RD 3267/1923 e al R.D. 1126/1926.

Tali funzioni, da esercitarsi nell'ambito degli indirizzi e delle prescrizioni contenute nel piano regionale di tutela idrogeologica di cui all'articolo 4, comma 1, lett. d) e del piano di bacino previsto dalla legge 18 maggio 1989, n. 183, comprendono, tra altre, le autorizzazioni a interventi nelle aree vincolate, ovvero la richiesta del nulla osta per la realizzazione di opere che ricadono in aree sottoposte a vincolo.

L'intervento ricade all'esterno di aree soggette a vincolo idrogeologico di cui al Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923. Il cavidotto esterno, nell'ipotesi di progetto, lambisce due aree vincolate ricadendo in ogni caso fuori vincolo (rif. elaborato 2.1.c della sezione 2).

Nell'ipotesi alternativa, il tracciato del cavidotto esterno attraversa per circa 2,7 km un'area vincolata. L'attraversamento è previsto su strada esistente (SP102). Per la realizzazione del cavidotto nell'ipotesi alternativa sarà necessaria l'acquisizione del parere da parte dell'Ufficio Foreste di Foggia.

Come si rileva dalla relazione geologica, il sito in questione si presenta blandamente ondulato con inclinazioni variabile tra i 3° - 7°. I rilievi geologici di superficie non hanno evidenziato segni morfologici e fenomeni di erosione e scalzamento dei fianchi degli alvei, tanto da poter parlare di una marcata stabilità generale dell'area, così come anche l'omogeneità geolitologica dei terreni affioranti né è una garanzia.

Inoltre, i movimenti terra nelle aree in esame, che corrispondono alle opere di scavo necessarie alla posa del cavidotto e successivo rinterro con lo stesso materiale precedentemente scavato, risultano estremamente contenuti, senza aggravio dei carichi in superficie né tantomeno modifica della morfologia e relativo deflusso superficiale e profondo delle acque.

In ultima analisi, quindi, gli interventi, così come previsti e descritti negli elaborati di progetto, non comporteranno turbativa all'assetto idrogeologico del suolo, né condizioneranno la stabilità del versante.

2.5.3 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 Deliberazione della Giunta Regionale di Puglia n. 153 del 2 marzo 2004, che ha fatto seguito alla pubblicazione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, ha aggiornato la classificazione sismica del territorio regionale.

Sia il Comune di Deliceto che di Bovino, dove sono previste opere strutturali, ricadono in zona sismica 1. 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.

2.5.4 Piano Tutela delle acque

Il Piano di Tutela delle Acque è stato approvato in forma definitiva con DCR 230/2009.

L'intervento ricade all'esterno delle zone di Protezione Speciale del PTA, né interessa acquiferi carsici o porosi (rif. tavola 2.1.s della sezione 2).

2.5.5 Concessioni minerarie

L'intervento ricade quasi interamente nell'area di concessione mineraria denominata "Candela". Sono fuori da tale area gli aerogeneratori A1 e A2 e le relative opere. L'aerogeneratore A7 ricade, invece, all'interno dell'area di concessione mineraria "Macchia di Pierno" (rif. tav. 2.1.r).

Poiché le aree direttamente interessate dalle opere attualmente non sono interessate da attività minerarie in atto, si produrrà apposita dichiarazione del progettista secondo il modello riportato sul sito del Ministero dello sviluppo economico – sezione UNMIG e che verrà inviata all'unità territoriale competente. Tale dichiarazione, unitamente alla comunicazione alla sezione UNMIG, equivale a pronuncia positiva da parte dell'amministrazione mineraria prevista dall'articolo 120 del Regio Decreto 1775/1993.

2.5.6 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").

In attuazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la regione Puglia ha emanato la legge regionale 31 dicembre 2009 n. 36 "Norme per l'esercizio delle competenze in materia di gestione dei rifiuti".

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali e regionali vigenti; in particolare si dovrà tenere in debito conto del R.R. n. 5/2011 inerente la gestione delle terre e rocce da scavo ed il R.R. n. 6/2006 relativo alla gestione dei materiali edili. In relazione a tali temi si anticipa che il terreno di risulta dagli scavi sarà riutilizzato principalmente all'interno del cantiere non trovando pertanto applicazione il DM 161/2012; l'art 185, comma 1 lettera c del D.Lgs 152/2006 e smi così come sostituito dall'art. 13 del D.Lgs. n. 205/2010, implica la non applicabilità del DM n. 161/2012 nel caso in cui il materiale escavato è riutilizzato nello stesso sito in cui è prodotto.

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.

2.6 Pianificazione Comunale

2.6.1 Strumentazione Urbanistica Comunale

Secondo il PRG dei comuni di Bovino e Deliceto l'intervento ricade in zona Agricola (rif. tav. 2.1.s e 2.1.w della sezione 2). Secondo il PUG del comune di Castelluccio dei Sauri il cavidotto ricade in contesto rurale, lambisce un contesto rurale vocato all'ampliamento degli insediamenti produttivi/artigianali e attraversa un contesto rurale a valenza paesaggistica (rif. tav. 2.1.u della sezione 2).

Il progetto è compatibile con le previsioni del PRG del comune di Bovino e Deliceto in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 gli impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

Per quanto riguarda Castelluccio dei Sauri, i contesti rurali attraversati corrispondono fondamentalmente a zona agricola per cui vale quanto detto per i prg di Bovino e Deliceto. Inoltre, si precisa che il territorio di Castelluccio è attraversato dal solo cavidotto di progetto che si sviluppa su strada esistente e che in corrispondenza dell'idrografia superficiale (cui corrisponde il contesto rurale a valenza paesaggistica) verrà realizzato in TOC. Pertanto, la realizzazione dell'opera non sarà in contrasto con le finalità di tutela degli ambiti attraversati.

2.6.2 Piani Comunali dei Tratturi

Il comune di Bovino e il comune di Castelluccio dei Sauri hanno approvato il loro piano comunale dei tratturi.

Il PCT del comune di Bovino censisce come trattato tutelato solo il "Regio Tratturello Cerignola – Ponte di Bovino – n.51". Le opere di progetto non interferiscono in alcun modo con il tratturo dal quale le torri ricadono ad una distanza minima di 400m circa (rif. tav. 2.1.t della sezione 2).

Il PTC del Comune di Castelluccio dei Sauri censisce come tratturi tutelati il "Tratturello Cerignola Ponte di Bovino – n.51" e il "Tratturello Castelluccio dei Sauri – Foggia – n. 35", con i quali le opere di progetto non interferiscono (rif. tav. 2.1.v della sezione 2).

2.7 Tutela della salute

2.7.1 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) ⁽³⁾	65	55
Zona B (DM 1444/68) ⁽³⁾	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 5: 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.

Con la Legge Regionale n. 3 del 12/02/2002 "Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico", la Regione Puglia, nel recepire i contenuti e le disposizioni della legge 26 ottobre 1995, n. 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico"¹⁵, detta per parte sua le norme indirizzo per la tutela dell'ambiente esterno e

³ Zone di cui all'art. 2 del DM 2 aprile 1968 - **Zone territoriali omogenee**. Sono considerate zone territoriali omogenee, ai sensi e per gli effetti dell'art. 17 della legge 6 agosto 1967, n. 765:

- le parti del territorio interessate da agglomerati urbani che rivestano carattere storico, artistico e di particolare pregio ambientale o da porzioni di essi, comprese le aree circostanti, che possono considerarsi parte integrante, per tali caratteristiche, degli agglomerati stessi;
- le parti del territorio totalmente o parzialmente edificate, diverse dalle zone A): si considerano parzialmente edificate le zone in cui la superficie coperta degli edifici esistenti non sia inferiore al 12,5% (un ottavo) della superficie fondiaria della zona e nelle quali la densità territoriale sia superiore ad 1,5 mc/mq.

abitativo, per la salvaguardia della salute pubblica da alterazioni conseguenti all'inquinamento acustico proveniente da sorgenti sonore, fisse o mobili, e per la riqualificazione ambientale definendo le modalità operative per la classificazione e zonizzazione acustica del territorio la quale predisposizione è in capo ai Comuni.

Tabella 6: 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 Bovino, ove è prevista l'installazione degli aerogeneratori, 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 considerando anche il contributo degli impianti eolici esistenti, evidenziano che:

- Il massimo valore assoluto diurno è pari a 44,8 dB(A) mentre il massimo valore assoluto notturno è pari a 44 dB(A).
- Il massimo valore al differenziale diurno è pari a 1.9 dB(A) mentre il massimo valore al differenziale notturno è pari a 2.7 dB(A).

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.

2.7.2 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.

E' importante dunque distinguere il significato dei termini utilizzati nelle leggi (riportiamo nella tabella 3 le definizioni inserite nella legge quadro).

Tabella 7: 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 14, confrontati con la normativa europea.

Tabella 8: 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 direttore generale per la salvaguardia ambientale

- vista la legge 22 febbraio 2001, n. 36 e, in particolare, l'art. 4, comma 1, lettera h) che prevede, tra le funzioni dello Stato, la determinazione dei parametri per la previsione di fasce di rispetto per gli elettrodotti;
- visto il D.P.C.M. 8 luglio 2003, in base al quale il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare deve approvare la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto, definita dall'APAT, 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 interrato, 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).

Il riferimento normativo regionale in materia di inquinamento elettromagnetico è la L.R. n. 5 del 8/03/2002.

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;
- Il cavidotto in MT di collegamento tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta;
- Il cavidotto in MT di collegamento tra la cabina di raccolta e la stazione elettrica 30/150 kV (soluzione di progetto);

- La cabina di raccolta dell'impianto eolico;
- La sezione in media ed alta tensione all'interno della stazione elettrica 30/150 kV;
- Il cavidotto in AT di collegamento tra la stazione elettrica 30/150 kV di utenza e la stazione ATS Energia PE Sant'Agata S.r.l.

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 i cavidotti di collegamento in MT del parco la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto.
- Per la cabina di raccolta la distanza di prima approssimazione per le sbarre in media tensione è pari a 6 m dal muro perimetrale.
- Per la stazione elettrica 150/30 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 15 m per le sbarre in AT e 7 m per la cabina MT. Si fa presente tali DPA ricadono all'interno della recinzione della stazione tranne che per l'edificio MT la cui DPA comunque ricade all'interno della particella catastale dell'area di stazione.
- Per il cavidotto in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 2 m rispetto all'asse del cavidotto.

Il cavidotto di progetto segue in taluni tratti lo stesso tracciato dei cavidotti di altri impianti. Tuttavia, come dettagliato nella relazione specialistica di impatto elettromagnetico e nel paragrafo 6.5 del presente SIA, non si rilevano significativi effetti di cumulo.

Nello spazio definito dalle DPA non ricadono recettori sensibili. Le considerazioni e calcoli simulati per il tracciato del cavidotto MT di progetto valgono anche per il tracciato alternativo del cavidotto in MT. In definitiva, la realizzazione delle opere elettriche relative al parco eolico di progetto non costituisce pericolo per la salute pubblica sotto il profilo dell'impatto elettromagnetico.

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, considerando che l'impianto è costituito da 10 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.

2.7.3 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:

- a. Posizionata entro 45 Km dal centro dell’ARP di un qualsiasi aeroporto;*
- b. Posizionata entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;*
- c. 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 112 m e altezza totale pari a 180 m. Gli aerogeneratori ricadono, inoltre, a circa 17 km dall’aeroporto civile di Foggia (Gino – Lisa) e a circa 35 Km dall’aeroporto militare “Ammendola”.

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.

2.8 Compatibilità al Regolamento Regionale 24/2010

La Regione Puglia ha emanato il RR n. 24/2010 in recepimento del DM 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali). Il RR n. 24/2010 individua le aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologia di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il regolamento stabilisce che la realizzazione delle sole opere di connessione, relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei, è consentita previa l’acquisizione dei pareri previsti per legge (art. 4 comma 1 del Regolamento).

In ossequio a quanto indicato nell’allegato 2 al citato regolamento, l’impianto di progetto, si configura con codice E.4.d.

Con riferimento alle aree non idonee indicate all’allegato 1 del regolamento (illustrate sull’elaborato 2.1.j della sezione 2), e con riferimento al campo eolico si specifica che:

- L’impianto non ricade in aree naturali protette;
- L’impianto non ricade in zone umide Ramsar;
- L’impianto non ricade in zone SIC;
- L’impianto non ricade in zone ZPS;
- L’impianto non ricade in zone IBA;
- L’impianto non interferisce con altre aree a tutela della Biodiversità;
- L’impianto non ricade in Siti Unesco;
- L’impianto ricade all’esterno di Beni culturali comprensivi del buffer dei 100m;
- L’impianto ricade all’esterno di aree ed immobili dichiarati di notevole interesse pubblico;
- L’impianto non interferisce con i beni tutelati per legge ai sensi dell’art. 142 del DLgs 42/2004 e ss.mm.ii
- L’impianto ricade all’esterno di aree a pericolosità idraulica (AP e MP) e geomorfologica (PG3 e PG2) del PAI;
- L’intervento ricade all’esterno degli ATE di valore A e B e del buffer di 1Km dal perimetro urbano;
- L’intervento ricade all’esterno del buffer di 100m dei beni riconosciuti dal PUTT/p e individuati sulla cartografia del PPTR;
- L’intervento ricade all’interno di coni visuali;
- L’intervento ricade all’esterno del buffer dei 100m dalle grotte, non interferisce con lame e gravine e versanti.

Pertanto, come si rileva anche dall’elaborato 2.1.j della sezione 2, il progetto è conforme al RR 24/2010.

