

REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia

COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)

OGGETTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO
NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)

COMMITTENTE

Wind Energy Sant Agata Srl

Via Caravaggio n.125
Pescara (PE)
P.IVA 02217800685
Pec: windsantagatasrl@legpec.it

Codice Commessa PHEEDRA: 18_38_EO_VWS



PHEEDRA S.r.l. Via Lago di Nemi, 90
74121 - Taranto
Tel. 099.7722302 - Fax 099.9870285
e-mail: info@pheedra.it - web: www.pheedra.it

Dott. Ing. Angelo Micolucci



REV.	DATA	ATTIVITA'	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO
2	Dicembre 2019	Rimodulazione layout a 7 torri a seguito di osservazioni	CD	AM	VS
1	Novembre 2018	PRIMA EMISSIONE	CD	AM	VS

OGGETTO DELL'ELABORATO

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

FORMATO	SCALA	CODICE DOCUMENTO					NOME FILE	FOGLI
		SOC.	DISC.	TIPO DOC.	PROG.	REV.		
A4	-	VWS	AMB	REL	031	02	VWS-AMB-REL-031-02	

Sommario

1.	PRESENTAZIONE DEL S.I.A.	3
2.	VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE.....	7
2.1.	Valutazione di impatto ambientale e direttive comunitarie	7
2.2.	Norme italiane. Natura, effetti e campo di applicazione della V.I.A.	8
2.3.	V.I.A. per i progetti della Regione Puglia	11
3.	IMPIANTI.....	11
3.1.	Iter autorizzativo.....	11
3.2.	Generalità per la realizzazione degli impianti	13
3.3.	Tipologie di impianti eolici	14
3.4.	Classificazione e tipologie delle macchine eoliche.....	14
3.5.	Energia producibile da una macchina eolica	17
3.6.	Utilizzazione dell'energia eolica per la produzione di energia elettrica	18
4.	VALUTAZIONE DEL TIPO E DELLA QUANTITA' DEI RESIDUI E DELLE EMISSIONI PREVISTE	19
4.1.	Sistema energetico ed ambiente	19
4.2.	Qualità dell'aria: Standard previsti dalla normativa	23
4.3.	Cambiamenti climatici globali	26
4.4.	Riduzione dei gas serra: Il Piano italiano	28
4.5.	Sviluppo delle fonti rinnovabili: le azioni per ridurre le emissioni	29
4.6.	Emissioni evitate	31
5.	GLI IMPATTI SULL'AMBIENTE	32
5.2.	Occupazione del territorio.....	33
5.3.	Impatto visivo	33
5.4.	Impatto acustico	34
5.5.	Interferenze sulle comunicazioni.....	35
5.6.	Effetti elettromagnetici	35
5.7.	Flora e fauna	36
6.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE AL PROGETTO.....	36
6.1.	Alternativa zero	36
6.2.	Alternative tecnologiche	38
6.2.1.	Alternativa tramite l'utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	38
6.2.2.	Alternativa tramite l'utilizzo un impianto fotovoltaico.....	39
6.3.	Alternativa localizzativa	39
6.4.	Studio del Layout di impianto	40
7.	CARATTERISTICHE E LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	45
7.1.	Localizzazione territoriale dell'impianto.....	45
7.2.	Vincoli al posizionamento degli aerogeneratori	47
7.2.1.	Distanza dalle abitazioni	47
7.2.2.	Distanza dalle strade.....	48
7.2.3.	Distanza di rispetto sottoservizi.....	48
7.3.	Ulteriori criteri per la scelta della posizione definitiva	48
7.4.	Distanze tra gli aerogeneratori	48
7.4.1.	Effetto di schiera	48
7.4.2.	Effetto di scia	49
7.5.	Producibilità.....	50
7.5.1.	Direzione prevalente del vento	50
7.5.2.	Densità dell'aria	51
7.5.3.	Curva di potenza aerogeneratore.....	51
7.5.4.	Modellazione rugosità	51
7.5.5.	Modellazione effetto scia	52
7.5.6.	Riepilogo delle perdite	52
7.5.7.	Produttività e calcolo delle ore equivalenti	52
7.6.	Descrizione delle opere	55

8.	OPERE CIVILI ED INDUSTRIALI.....	59
8.2.	Fondazioni.....	59
8.3.	Viabilità.....	59
8.3.1.	Pendenza	61
8.3.2.	Piazzole di montaggio	61
8.3.3.	Regimazione acque	61
8.4.	Trasporto ed installazione	61
8.4.1.	Modalità di trasporto.....	61
8.4.2.	Installazione.....	63
8.5.	LAVORI DI DEMOLIZIONE NECESSARI	64
8.6.	Impiantistica	64
8.6.1.	Reti elettriche interne (Cavidotti).....	64
8.6.2.	Reti elettriche esistenti	65
8.6.3.	Attraversamenti stradali e ferroviari	65
8.6.4.	Descrizione del sistema elettrico del parco eolico.....	65
8.6.5.	Stazione di trasformazione AT/MT 150/30 kV.....	67
8.6.6.	Messa a terra	67
8.7.	Ciclo di vita dell'impianto	68
8.8.	Produzione di rifiuti	68
8.9.	Cause di incidenti	68
8.10.	Ripristini a fine vita	69

1. PRESENTAZIONE DEL S.I.A.

La società “Wind Energy Sant Agata Srl ” è promotrice di un progetto per l’installazione di un Impianto Eolico nel territorio comunale di Sant’Agata di Puglia (FG) su di un’area che si è rivelata interessante per lo sviluppo di un impianto eolico.

Il progetto originario presentato dalla Società Wind Energy Sant Agata Srl al Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del quale lo stesso Ministero ha provveduto a dare evidenza per via telematica a tutte le Amministrazioni ed agli Enti interessati, con nota prot. 5938/DVA del 11/03/2019, ai sensi del D.Lgs. 152/2006, riguardava la realizzazione di un impianto eolico composto da 11 aerogeneratori ognuno da 3,60 MW da installare nel comune di Sant’Agata di Puglia (FG) in località “Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo”, con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Deliceto (FG).

Nell’ambito della riunione della Commissione Tecnica di Verifica dell’impatto Ambientale VIA e VAS tenutasi presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in data 12/04/2019 è emersa la necessità di produrre documentazione integrativa. Pertanto, a seguito delle osservazioni pervenute alla Società proponente, prese in considerazione le richieste di integrazioni avanzate dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e congiuntamente dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, si è ritenuto opportuno rivalutare il parco in progetto attuando sia una riduzione del numero di aerogeneratori, sia una delocalizzazione di alcuni di essi, al fine di minimizzare ulteriormente gli impatti e quindi rispondere adeguatamente alle richieste degli Enti.

In oltre il nuovo layout tiene conto delle osservazioni presentate, in sede di VIA, dalle società :

- Società Agricola Polino e da Lapietra Sant’Agata Srl in data 09/05/2019 in relazione alla presenza di una centrale a Biomassa e alla presenza di un impianto eolico da 15 MW presentato dalla società Margherita che ha ottenuto A.U. ai sensi del D.Lgs.387/03 con D.D. n.28 del 27/02/2019;
- Società Simobile s.r.l. in data 19/04/2019 per la presenza in località Paolino di un progetto in fase avanzata di un impianto da fonte eolica composto da 11 aerogeneratori presentato dalla società Energy Wind;
- Società ATS Energia PE Sant’Agata s.r.l. in data 09/05/2019, per l’eventuale sovrapposizione con un loro impianto da fonte eolica composto da 19 aerogeneratori in fase di A.U. presso la Regione Puglia;

per cui si è provveduto a rinunciare ad alcune torri previste nel progetto iniziale o alla delocalizzazione di altre. In fine il nuovo layout ha tenuto conto del parere espresso dalla Regione Puglia tramite la D.G.R. n.1569 del 02/06/2019 e del parere dell’Autorità di Bacino Distrettuale dell’Appennino Meridionale n. 4105 del 01/04/2019.

Il progetto, così come proposto in questa revisione, prevede un impianto eolico composto da 7 aerogeneratori ognuno da 3,60 MW, per una potenza totale di 25,2 MW da installare nel comune di Sant’Agata di Puglia (FG) in località “Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo”, con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Deliceto (FG).

Gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato che collegherà l'impianto alla cabina di raccolta/smistamento di progetto prevista su territorio di Sant'Agata di Puglia (FG).

Dalla cabina di raccolta/smistamento è prevista la posa di un cavidotto interrato per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/150 KV di progetto.

Il cavidotto segue per un primo tratto piste interpoderali, successivamente segue la SP119, quindi la SP102, e in fine strade locali fino alla sottostazione.

La sottostazione di trasformazione è prevista in prossimità della stazione elettrica RTN "Deliceto" esistente e, tramite un cavidotto interrato in alta tensione, si collegherà al futuro ampliamento della stessa stazione RTN.

La presente relazione, nel dettaglio, descrive l'impianto e le sue componenti, inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, riporta alcune considerazioni in merito all'impatto acustico, alla gestione dell'impianto e alla segnalazione degli aerogeneratori per la sicurezza del volo a bassa quota.

Lo Studio di Impatto Ambientale (S.I.A.) di tale opera, conformemente alla Legge Regionale 12 aprile 2001 n°11, della Deliberazione della Giunta Regionale 2 marzo 2004 n° 131 ed al D.P.C.M. del 27.12.1988 e ss.mm.ii.e al D.Lgs.n.152/06 e sarà condotto in considerazione di tre principali quadri di riferimento :

Programmatico;

Progettuale;

Ambientale.

Il Quadro di Riferimento Programmatico fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. In particolare comprende:

La descrizione degli obiettivi previsti dagli strumenti pianificatori, di settore e territoriali nei quali è inquadrabile il progetto stesso nonché di eventuali disarmonie tra gli stessi;

La descrizione di rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori;

La descrizione del progetto in relazione agli stati di attuazione degli strumenti pianificatori.

Il Quadro di Riferimento Progettuale descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento del territorio, inteso come sito e come area vasta interessata. In particolare precisa le caratteristiche dell'opera progettata con particolare riferimento a:

la natura dei beni e dei servizi offerti;

il grado di copertura della domanda e dei suoi livelli di soddisfacimento in funzione dell'ipotesi progettuale esaminata;

la prevedibile evoluzione qualitativa e quantitativa del rapporto domanda-offerta riferita alla presumibile vita tecnica ed economica dell'intervento;

l'articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere e di quelle che ne caratterizzano l'esercizio;

le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione ed esercizio;

l'insieme di condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tener conto nella redazione del progetto.

Il Quadro di Riferimento Ambientale è sviluppato secondo criteri descrittivi, analitici e revisionali; detto quadro:

definisce l'ambito territoriale ed i sistemi ambientali interessati dal progetto, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi perturbazioni significative sulla qualità degli stessi;

descrive i sistemi ambientali interessati;

stima qualitativamente e quantitativamente gli impatti indotti dall'opera sul sistema ambientale nonché le interazioni degli impatti con le diverse componenti ed i fattori ambientali anche in relazione ai rapporti esistenti tra essi;

descrive le modificazioni delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio in rapporto alla situazione preesistente;

illustra i sistemi di intervento nelle ipotesi del manifestarsi di emergenze particolari.

Le componenti ed i fattori ambientali ai quali si è fatto riferimento, in quanto direttamente o indirettamente interessati dalla realizzazione dell'intervento progettuale, sono i seguenti:

atmosfera: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;

ambiente idrico: acque sotterranee ed acque superficiali (dolci, salmastre e marine), considerate come componenti, come ambienti e come risorse;

suolo e sottosuolo: intesi sotto il profilo geologico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame, ed anche come risorse non rinnovabili;;

vegetazione, flora, fauna: formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;

ecosistemi: complessi di componenti e fattori fisici, chimici e biologici tra loro interagenti ed interdipendenti, che formano un sistema unitario ed identificabile (quali un lago, un bosco, un fiume, il mare) per propria struttura, funzionamento ed evoluzione temporale;

rumore e vibrazioni: considerati in rapporto all'ambiente sia naturale che umano;

paesaggio: aspetti morfologici e culturali del paesaggio, identità delle comunità umane interessate e relativi beni culturali.

Il D.Lgs.n.152/06, così come modificato dal **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104**, prevede all'art. 7 bis comma 2, che la valutazione di impatto ambientale sia di competenza statale per i progetti ricadenti nell'Allegato II alla parte seconda. Quest'ultimo prevede al punto 2)

“ impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW.”

La redazione del presente Studio di Impatto ambientale ha seguito le direttive della Legge Regionale 12 aprile 2001 n° 11 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale", delle successive modifiche ed integrazioni e della Deliberazione della Giunta Regionale 2 marzo 2004 n° 131 relativa alla "Direttive in ordine

Wind Energy Sant Agata Srl Via Caravaggio, 125 65125 – Pescara windsantagatasrl@legpec.it	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)	Nome del file: VWS-AMB-REL-031_02
---	--	---

a linee guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia” ai sensi dell’art. 7 della suddetta L.R. 11/2001. In oltre il presente studio ha seguito le direttive e i contenuti di cui all’allegato VII alla parte seconda del D.Lgs.n.152/06 ess.mm.ii.

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	Pagina 6 di 69
---	---	----------------

2. VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

2.1. VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E DIRETTIVE COMUNITARIE

L'istituto della valutazione preventiva dell'impatto ambientale delle attività umane si fa risalire al National Policy Act statunitense del 31 dicembre 1969 e a due provvedimenti francesi: il decreto del Consiglio di Stato del 12 ottobre e la legge 10 luglio 1976 n. 76.

Il Policy Act stabiliva che ogni progetto di intervento sul territorio capace di provocare ripercussioni di rilievo nell'ambiente fosse accompagnato da uno studio sulle prevedibili conseguenze ambientali e sulle possibili alternative, al fine di pervenire alla soluzione che meglio tenesse conto delle contrapposte esigenze dello sviluppo industriale e della conservazione ambientale.

Con il decreto e con le leggi francesi si stabiliva che fossero assoggettate a valutazione preventiva una serie di opere che si presumeva potessero avere un grave impatto ambientale.

L'esperienza francese al riguardo non era isolata, ma corrispondeva a quella di altri paesi europei (Olanda, Lussemburgo, Belgio, Irlanda).

La considerazione che "la migliore politica ecologica consiste nell'evitare fin dall'inizio inquinamenti ed altre perturbazioni, anziché combatterne successivamente gli effetti", e il convincimento che "in tutti i processi tecnici di programmazione e di decisione si deve tener conto subito delle eventuali ripercussioni sull'ambiente" indussero il legislatore comunitario a "prevedere procedure per valutare queste ripercussioni". (Preambolo della direttiva del Consiglio 27 giugno 1985, n. 337).

Questa direttiva, modificata poi dalla direttiva 3 marzo 1997, n. 11, vuole che "gli Stati membri adottino le disposizioni necessarie affinché, prima del rilascio dell'autorizzazione, i progetti per i quali si prevede un impatto ambientale importante, segnatamente per natura, dimensioni od ubicazione, formino oggetto di una valutazione del loro impatto (art. 2 della direttiva).

L'art. 3 della direttiva precisa che "la valutazione di impatto ambientale individua, descrive e prevede in modo appropriato per ciascun caso particolare e conformemente agli articoli da 4 a 11" della direttiva stessa, gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

l'uomo, la fauna e la flora;

il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;

i fattori di cui ai due punti precedenti, considerati nella loro interazione;

i beni materiali ed il patrimonio culturale.

La direttiva prevede due classi di opere e due tipi di procedure: quelle dell'Allegato I, che "debbono essere per principio sottoposti ad una valutazione sistematica"; quelli dell'Allegato II, che "non hanno necessariamente ripercussioni di rilievo sull'ambiente", e quindi, vengono "sottoposti ad una valutazione qualora gli stati membri ritengano che le loro caratteristiche lo esigano".

Tra i progetti sottoposti alla valutazione di impatto ambientale sono inclusi anche gli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

Il disegno della direttiva è chiaro: essa vuole che prima di avviare a realizzazione opere che possano determinare un impatto ambientale rilevante si proceda:

ad una valutazione di tale impatto;

alla presa in considerazione di tale valutazione da parte dell'autorità pubblica che deciderà sull'autorizzazione o meno alla realizzazione dell'opera;

alla possibilità di esprimersi del pubblico interessato, che va quindi debitamente informato.

La direttiva del 97, diversamente da quanto faceva il testo originario del 1985 prevede che l'impatto ambientale delle opere sia sottoposto non solo ad una "valutazione", ma anche ad una "autorizzazione": ciò fa ritenere che la nuova normativa Comunitaria non configuri più la valutazione di impatto ambientale come un'indagine conoscitiva, ma la innalzi a momento di concreta salvaguardia dell'ambiente.

2.2. NORME ITALIANE. NATURA, EFFETTI E CAMPO DI APPLICAZIONE DELLA V.I.A.

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale è stata introdotta in Italia a seguito dell'emanazione della direttiva CEE 377/85, in base alla quale gli stati membri della Comunità Europea hanno dovuto adeguare la loro legislazione: la direttiva ha sancito il principio secondo il quale per ogni grande opera di trasformazione del territorio è necessario prevedere gli impatti sull'ambiente, naturale ed antropizzato.

Il recepimento della direttiva, avvenuto con la L. 349/86, ed i D.P.C.M. n° 377 del 10 agosto 1988 e del 27 dicembre 1988, ha fatto sì che anche in Italia i grandi progetti venissero sottoposti ad un'attenta e rigorosa analisi per quanto riguarda gli effetti sul territorio e sull'ambiente.

La L. 349/86 "Istituzione del Ministero dell'Ambiente" ha stabilito che l'autorità preposta al rilascio del giudizio di Compatibilità Ambientale, indispensabile per poter realizzare l'opera, fosse proprio il Ministero dell'Ambiente. La definizione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è avvenuta tramite i due DPCM sopra citati: con il primo si è individuato l'insieme delle opere da sottoporre obbligatoriamente a VIA (sostanzialmente mutuato da quello fornito nell'allegato A della direttiva CEE), con il secondo sono state fissate le norme tecniche che regolano la procedura stessa.

Successivamente, il D.P.R. 12 aprile 1996 "Atto di indirizzo e coordinamento" ha regolato la procedura di VIA anche per altre opere minori, corrispondenti a quelle elencate nella citata direttiva CEE (allegato B), per le quali era stata lasciata libertà di azione ai singoli stati membri: il suddetto D.P.R. delega le Regioni italiane a dotarsi di legislazione specifica per una serie di categorie di opere, elencate all'interno di due allegati (nell'allegato A sono inserite le opere che devono essere necessariamente sottoposte a procedura di VIA, nell'allegato B sono elencate le opere da sottoporre a procedura di Verifica).

Il decreto stabilisce che, per le opere dell'allegato B, deve essere l'autorità competente a verificare e decidere, sulla base degli elementi contenuti nell'allegato D, se l'opera deve essere assoggettata alla procedura di Via.

Sono rilevanti, inoltre, le recenti direttive 96/61/CE e 97/11/CE che probabilmente incideranno notevolmente nel processo di pianificazione di opere pubbliche ed in quello autorizzativo per la loro realizzazione.

La direttiva 96/61/CE (capitolo 2 par.2) sulla prevenzione e riduzione dell'inquinamento integrato (IPCC) è stata recepita con il D. L. del 4 agosto 1999, n° 372 unicamente per gli impianti esistenti (tra cui gli impianti di incenerimento di RSU). Per i nuovi impianti e le modifiche sostanziali agli impianti esistenti bisognerà far riferimento al D.dL 5100.

La direttiva 97/11/CE, ha modificato la 337/85; pur non imponendo nuovi obblighi, amplia gli elenchi dei progetti da sottoporre a VIA.

Le opere comprese nell'allegato I passano da 9 a 20; relativamente alle opere previste dall'allegato II la nuova direttiva introduce una selezione preliminare, viene lasciata libertà agli Stati membri di optare o per un criterio

Wind Energy Sant Agata Srl Via Caravaggio, 125 65125 – Pescara windsantagatasrl@legpec.it	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)	Nome del file: VWS-AMB-REL-031_02
---	--	---

automatico basato su soglie dimensionali oltre le quali scatta la procedura, o un esame caso per caso dei progetti.

A questi principali riferimenti legislativi se ne aggiungono altri, sempre di livello nazionale, volti a regolare specifici aspetti della VIA:

Circolare del Ministero dell'ambiente 11 agosto 1989, pubblicità degli atti riguardanti la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale di cui all'art.6 della l. 8 luglio 1986; modalità dell'annuncio sui quotidiani

DPR 27 aprile 1992, regolamentazione delle procedure di compatibilità ambientale e norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità per gli elettrodotti aerei esterni

Circolare del Ministero dell'Ambiente 7 ottobre 1996, procedure di valutazione di impatto ambientale.

Circolare del Ministero dell'Ambiente 8 ottobre 1996, principi e criteri di massima della valutazione di impatto ambientale.

DPR 3 luglio 1998, termini e modalità dello svolgimento dalla procedura di valutazione di impatto ambientale per gli interporti di rilevanza nazionale.

DPR 11 febbraio 1998, disposizioni integrative del DPCM 377/88 in materia di disciplina delle procedure di compatibilità ambientale di cui alla Legge 8 luglio 1986, n. 349, art.6.

D.Lgs 152/2006 "Norme in materia ambientale" Parte Seconda "Procedure per la Valutazione d'Impatto Ambientale" che entrerà in vigore in data 31.07.2007.

D.Lgs 16 Gennaio 2008 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

DGR 28 dicembre 2009, n. 2614 - Circolare esplicativa delle procedure di VIA e VAS ai fini dell'attuazione della Parte Seconda del D. Lgs 152/2006, come modificato dal D. Lgs 4/2008. [Circolare Regionale n. 1 del 2009 in merito all'applicazione delle procedure di VIA e VAS nelle more dell'adeguamento della L.R. 11/2001 e s.m.i.].

Legge Regionale 18 ottobre 2010, n. 13 "Modifiche e integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale)".

DGR 2122 del 23 ottobre 2012 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione di impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale".

Legge regionale 19 novembre 2012, n. 33 "Modifica della disciplina inerente la costituzione del Comitato regionale per la valutazione di impatto ambientale di cui alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11".

D.lgs. n. 104/ 2017, pubblicato in G.U. 6 luglio 2017 che apporta significative modifiche alla parte seconda del decreto legislativo 152/06

Il procedimento per la valutazione dell'impatto ambientale è, per la sua propria natura e per la sua configurazione normativa, un mezzo preventivo di tutela dell'ambiente: attraverso il suo espletamento in un momento anteriore all'approvazione del progetto dell'opera è possibile salvaguardare l'interesse pubblico ambientale prima che questo venga lesa, o negando l'autorizzazione a realizzare il progetto o imponendo che sia modificato secondo determinate prescrizioni, intese ad eliminare o a ridurre gli effetti negativi sull'ambiente. La valutazione di impatto ambientale positiva ha natura di "fatto giuridico permissivo" del proseguimento e della conclusione del procedimento per l'autorizzazione alla realizzazione dell'opera.

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	Pagina 9 di 69
---	---	----------------

Il parere sulla compatibilità ambientale ha invero un'efficacia quasi vincolante.

Il soggetto pubblico o privato che intende realizzare l'opera può soltanto impugnare un eventuale parere negativo.

Nel caso di parere di competenza statale, esso può essere disatteso solo per opere di competenza ministeriale, qualora il Ministro competente non ritenga di uniformarvisi e rimetta la questione al Consiglio dei Ministri.

Nel caso di parere di competenza regionale i progetti devono essere adeguati agli esiti del giudizio; se si tratta di progetti di iniziativa di autorità pubbliche, il provvedimento definitivo che ne autorizza la realizzazione deve evidenziare adeguatamente la conformità delle scelte seguite al parere di compatibilità ambientale (art. 7, secondo comma, del D.P.R. 12 aprile 1996).

Oggetto della valutazione sono le conseguenze di un'opera sull'ambiente, nella vasta accezione che è stata accolta nel nostro ordinamento in base all'art. 3 della direttiva 337/1985, agli artt. 6 e 18 della legge 349/1986, e all'allegato I del D.P.C.M. del 27 dicembre 1988.

In particolare secondo tale allegato, lo studio di impatto ambientale di un'opera dovrà considerare oltre alle componenti naturalistiche ed antropiche interessate, anche le interazioni tra queste ed il sistema ambientale preso nella sua globalità.

Le componenti ed i fattori ambientali sono così intesi:

- 1) atmosfera: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;
- 2) ambiente idrico;
- 3) suolo e sottosuolo;
- 4) vegetazione flora e fauna;
- 5) ecosistemi;
- 6) salute pubblica;
- 7) rumori e vibrazioni;
- 8) radiazioni ionizzanti e non ionizzanti;
- 9) paesaggio.

L'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (D.Lgs 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 ha sostanzialmente riordinato tutta la normativa in campo ambientale definendo un quadro normativo coerente e omogeneo, anche rispetto alle normative europee in vigore. In particolare in materia di VIA, il testo unico, con le varie modifiche introdotte, ha sempre meglio specificato la differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale (dal DLgs 4/2008). Ulteriori modifiche vengono apportate in merito alle soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a VIA, introdotte 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*". In fine le modifiche più rilevanti al D.Lgs.152/06 sono state introdotte dal Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104 emanato al fine di adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Fondamentalmente sono state introdotte nuove norme al fine di rendere efficienti le procedure di verifica di

Wind Energy Sant Agata Srl Via Caravaggio, 125 65125 – Pescara windsantagatasrl@legpec.it	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)	Nome del file: VWS-AMB-REL-031_02
---	---	---

assoggettabilità e di Valutazione, in oltre viene meglio disciplinato il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA. In oltre in merito agli impianti eolici, il D.Lgs.n.104/2017 introduce la soglia per cui gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW siano sottoposti a VIA statale, per effetto dell'art. 7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006.

2.3. V.I.A. PER I PROGETTI DELLA REGIONE PUGLIA

La Regione Puglia, con l'entrata in vigore della Legge Regionale 12 aprile 2001 n° 11 "Norme sulla valutazione dell'Impatto ambientale" e successive modifiche ed integrazioni, ha recepito la direttiva europea 97/11 e dato attuazione alle indicazioni espresse nel D.P.R. 12/4/96, modificato dal D.P.C.M. 3 settembre 1999, nonché ha disciplinato le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al D.P.R. 8 settembre 1997 n° 357.

La legge 11/01 disciplina la procedura per l'impatto Ambientale dei progetti pubblici e privati riguardanti la realizzazione di impianti, opere ed interventi che possano avere rilevante impatto sull'ambiente.

Si tratta a tutti gli effetti di una legge quadro regionale, che in conformità con la normativa nazionale e comunitaria, vuole essere uno strumento strategico e determinante per perseguire rilevanti obiettivi quali:

l'affermazione della VIA come metodo e come elemento informatore di scelte strategiche a tutela dell'ambiente e della salute pubblica;

la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure;

la creazione di un unico processo decisionale valutativo ed autorizzativo;

il coinvolgimento delle autonomie locali;

la partecipazione attiva dei cittadini al processo decisionale;

la trasparenza delle procedure.

La legge regionale 11/01 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, 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"**.

Così come indicato nei paragrafi precedenti, l'impianto in progetto, a seguito della rimodulazione risulta di potenza installata pari a 25,20 MW.

3. IMPIANTI

3.1. ITER AUTORIZZATIVO

L'impianto eolico in progetto è soggetto al rispetto della normativa nazionale, delineata dal D.Lgs 29 dicembre 2003 n° 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", e della normativa regionale, delineata dalla

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	Pagina 11 di 69
---	---	-----------------

Wind Energy Sant Agata Srl Via Caravaggio, 125 65125 – Pescara windsantagatasrl@legpec.it	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)	Nome del file: VWS-AMB-REL-031_02
---	--	---

Deliberazione della Giunta Regionale 23 gennaio 2007 n° 35 “Procedimento per il rilascio dell’Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e per l’adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all’esercizio”.

Il D.Lgs 387/2003, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall’art. 43 della legge 1-3-2002, n. 39 , è finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all’art. 3, primo comma;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

L’art. 12 del D.Lgs 387/2003, relativo alla “*Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative*”, prevede che:

Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del terzo comma, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.

Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell’interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.

La costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una Autorizzazione Unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell’ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. A tal fine la conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all’art. 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26-10-1995, n. 504 , e successive modificazioni.

L’autorizzazione di cui al comma precedente è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7-8-1990, n. 241 , e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell’autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l’impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l’obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell’impianto. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

L’autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	Pagina 12 di 69
---	---	-----------------

Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'art. 2, primo comma, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5-3-2001, n. 57, artt. 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18-5-2001, n. 228, art. 14.

La Deliberazione della Giunta Regionale n° 35 del 23 gennaio 2007, al punto 2.3, riporta e descrive le seguenti fasi della procedura di Autorizzazione Unica:

- 1) Presentazione della domanda di autorizzazione unica;
- 2) Verifica della documentazione;
- 3) Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) ove richiesta;
- 4) Verifica dei requisiti necessari a promuovere la Conferenza dei Servizi;
- 5) Conferenza dei Servizi;
- 6) Impegni del proponente.

3.2. GENERALITÀ PER LA REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI

La prima fase nello sviluppo di un qualsiasi generatore eolico è l'iniziale selezione del sito.

La scelta del sito comporta l'esecuzione di tutta una serie di operazioni fondamentali; la prima è la certificazione anemometrica dell'area, rilasciata da appositi Enti, per verificare i primi dati già censiti sull'area o derivati da modelli matematici a cui segue l'esecuzione dei rilievi anemometrici in situ che, per essere di ampia validità ed utilizzazione, deve rispondere ad alcune caratteristiche minime:

esecuzione almeno a 10 m da terra;

registrazioni con campionamenti almeno tri – orari per dieci minuti al fine di avere medie significative con una descrizione di spettro alla Van der Hoven Augusti et al. (1984) e Panofsky & Dutton (1984);

registrazioni contemporanee di pressione, temperatura ed umidità;

utilizzazioni di strumenti di diverse caratteristiche in funzione delle situazioni specifiche orografiche e meteo – climatiche;

oltre allo strumento principale a 10 m di quota si utilizzano altri anemometri a quote di 15 e 30 m per rilevare la velocità alle altezze tipiche degli hub per WTG di media taglia.

Altre operazioni necessarie possono essere così sintetizzate:

- 1) ricerca bibliografica e letteraria per individuare le descrizioni eventualmente fatte di eventi eolici interessanti o descrizioni sitologiche di primo indirizzo e comunque dati storici registrati;
- 2) effettuazioni di interviste ai residenti per individuare microscopicamente località d'interesse e valutare le relazioni con l'ambiente;
- 3) acquisizione dei dati del Servizio Meteorologico Regionale inerenti le registrazioni effettuate presso le stazioni di rilevamento e mappatura delle stesse;
- 4) catalogazione secondo la tabella di densità di potenza.

Individuato l'elenco dei siti più promettenti occorre scendere nell'ulteriore dettaglio dell'analisi di qualificazione puntuale con la determinazione della scala ed intensità della turbolenza e degli altri parametri detti e infatti,

terminata la qualificazione iniziale, si ricorre alle misure più puntuali ed all'applicazione dei modelli di simulazione che estendano correttamente i risultati delle misure per riportarli al territorio intorno ai luoghi di rilievo.

Per operare una **scelta ottimale del sito** si può poi ricorrere all'inquadramento fornito da Dickenson and Cheremisinoff (eds) (1980) che consiste nei seguenti punti:

- 1) determinazione della localizzazione, dell'estensione spaziale e dell'intensità della risorsa eolica in una scala opportuna e congruente con l'applicazione e la natura della dipendenza della risorsa dal tempo;
- 2) determinazione dei parametri specifici della risorsa del sito quali intensità, frequenza, tempo di arrivo e/o di ritorno delle raffiche, parametri dello strato limite, modellazione della turbolenza locale;
- 3) acquisizione delle informazioni relative all'impatto ambientale legate all'opposizione di sfruttamento dell'energia eolica sul sito;
- 4) acquisizione delle informazioni relative all'impatto socioeconomico e sul territorio conseguente allo sfruttamento della risorsa sul sito.

Terminata la qualificazione anemologica generalizzata del sito il passo successivo è rappresentato dalla analisi impiantistica con la determinazione del posizionamento reciproco delle macchine che sia il più razionale possibile.

Infine si deve ricordare che l'impiego di una procedura di acquisizione dei dati del sito basato su un sistema GIS (Geographical Informative System), collegato opportunamente con un sistema di analisi sitologica del tipo di quelli già menzionati, può servire a dare una rappresentazione 3 – D della risorsa (Andolina & Cingotti 1996 e Andolina & Magri 1997) e per quanto detto in precedenza potrebbe essere particolarmente utile il nuovo codice WINDS.

3.3. TIPOLOGIE DI IMPIANTI EOLICI

La bassa densità dell'energia eolica per unità di superficie di territorio, comporta la necessità di procedere all'installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile.

L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalla wind farm (cluster di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio, ma collegati ad una unica linea che li raccorda alla rete locale o nazionale).

La concezione della wind farm è legata allo sfruttamento della risorsa eolica e deve commisurarsi ad alcuni concetti base: risorsa accessibile, tecnicamente ed economicamente sfruttabile.

Ma soprattutto deve strutturarsi sulla base delle esigenze dell'utenza cui si riferisce.

Gli impianti si suddividono sostanzialmente nelle seguenti tipologie:

- 1) Isolati
- 2) in Cluster (in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale con sistemi diesel);
- 3) Combinati o integrati

3.4. CLASSIFICAZIONE E TIPOLOGIE DELLE MACCHINE EOLICHE

Le macchine in questione sono classificabili in diversa maniera e cioè in funzione della tipologia di energia sfruttata, della posizione dell'asse di rotazione, della taglia di potenza, del numero di pale etc.

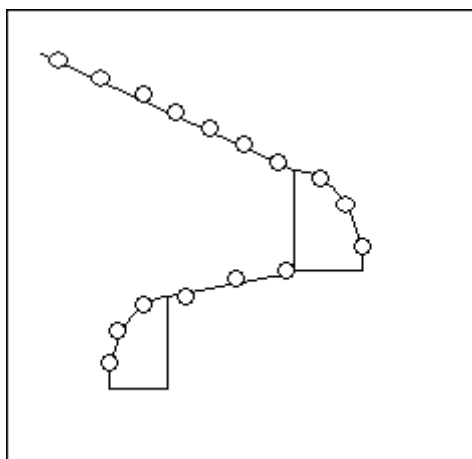
Dall'esame di diversi esempi di parchi eolici, diversi per disposizione delle macchine e per densità di popolazione del cluster delle stesse, risulta un gran numero di tipologie possibili che, tuttavia, possono raggrupparsi in un insieme discreto di cui quelle che seguono sono le principali componenti:

- 1) disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
- 2) disposizione su una unica fila;
- 3) disposizione su file parallele;
- 4) disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
- 5) disposizione risultante della combinazione e sovrapposizione delle precedenti tipologie;
- 6) apparentemente casuale.

La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie (specie in USA), mentre l'ultima è caratterizzata da disposizione in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente "complex terrain".

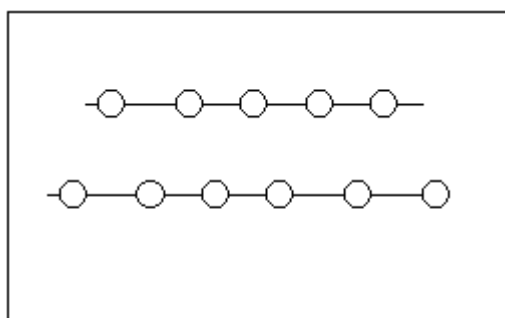
La seconda tipologia si presta all'utilizzazione per la produzione di energia elettrica da riversare in rete.

La maggior parte degli aerogeneratori attualmente impiegati sono del tipo di asse orizzontale (HAWT).



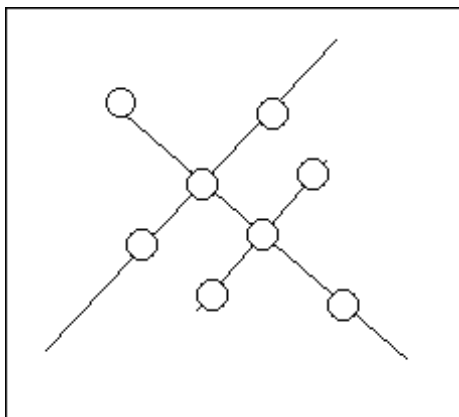
Wind Farm di Zeebrugge

Tipologia "B" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



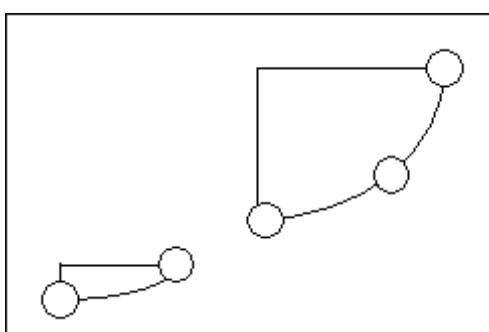
Wind Farm di Vindeby ("C")

Tipologia "C" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



Disposizione dei WTG detta di "pine-tree array" (Alta Nurra)

Tipologia "E" ("C" con sovrapposizione di "D")



Wind Farm di Masnedø

Tipologia "F" apparentemente casuale

Il funzionamento delle macchine dipende dalla distribuzione di pressione che si crea intorno al profilo della sezione e che genera un sistema di forze riconducibile ad una portanza aerodinamica, una resistenza aerodinamica e ad un momento.

Queste forze hanno una distribuzione lungo la lunghezza della pala e, per effetto della rotazione che ricrea, si rende disponibile all'asse della macchina, rotante ad un certo valore di velocità, una coppia e quindi del lavoro utile che attraverso un albero ed un cambio di velocità si trasferisce al generatore elettrico.

L'energia da questi prodotta viene avviata a terra dove esiste una cabina di trasformazione che da una corrente a tensione di circa 600-700 V la eleva fino a 20.000 V (MT o media tensione) e da qui si avvia l'energia alla sottostazione di collegamento alle reti di ordine superiore.

I cavi di trasporto sono in genere interrati al fine di diminuire l'impatto visivo sul sito e diminuire anche le interferenze con le torri delle macchine. Nel dettaglio delle parti risulta la seguente descrizione.

Le pale della macchina sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato a un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato a un moltiplicatore di giri, da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del cambio di velocità.

Sull'albero veloce è posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione naturalmente del rotore e del mozzo, sono ubicati in una cabina, detta navicella la quale, a sua volta, è posizionata su un supporto cuscinetto (ralla di base), in maniera da essere facilmente orientata a seconda della direzione del vento.

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo.

Il controllo dell'orientamento della navicella è detto controllo dell'imbardata e serve ad allineare la macchina rispetto alla direzione del vento, ma può essere anche utilizzato per il controllo della potenza. L'avviamento della macchina si verifica allorché la velocità del vento abbia raggiunto il valore di *cut in* mentre, la fermata della macchina si verifica quando il vento raggiunge la velocità di *cut out*. In questo caso dopo aver disposto il rotore in bandiera, il controllo dell'imbardata procede a *disallineare la macchina rispetto al vento* ponendola in modo da non aver interferenza alcuna con esso.

L'intera navicella è posizionata su una torre che può essere, come anticipato, di diverse tipologie.

Al fine di completare l'exkursus sulle macchine eoliche, vale la pena di elencare le componenti dell'aerogeneratore:

- 1) sistema "torre e fondazione" o struttura di sostegno;
- 2) sistema "Navicella" o struttura di alloggiamento o contenimento;
- 3) sottosistema di orientamento;
- 4) sottosistema di protezione esterna;
- 5) sistema "Rotore";
- 6) sottosistemi del rotore;
 - o il moltiplicatore di giri;
 - o il generatore elettrico;
 - o il sottosistema di regolazione;
 - o il sistema di attuazione;
 - o il freno
- 7) sistema di controllo della macchina;
- 8) sistema connessione alla rete o sistema di collegamento.

3.5. ENERGIA PRODUCIBILE DA UNA MACCHINA EOLICA

La producibilità di un aerogeneratore dipende dall'area del rotore e dalla efficienza aerodinamica dello stesso. Importante è la disponibilità della fonte e quella della stessa macchina. Siti ottimali garantiscono intorno a 100 giorni di vento/anno (circa 2400 h/anno). Buone macchine consentono di avere una disponibilità dell'ordine di almeno il 95%.

In via prioritaria la producibilità di un aerogeneratore è caratterizzata dalla curva di potenza, che esprime la potenza elettrica che la macchina rende disponibile al variare della velocità del vento.

Si definisce come velocità del vento di avviamento (start-up) la minima velocità alla quale la macchina inizia a ruotare mentre si definisce velocità del vento di inserimento o di generazione (cut-in) la minima velocità per cui l'aerogeneratore inizia ad erogare energia.

La velocità del vento nominale (rated) è in genere la minima velocità del vento che dà la potenza corrispondente al massimo rendimento aerodinamico del rotore (potenza nominale).

La velocità del vento di fuori servizio (o distacco cut-out) è la velocità alla quale la macchina viene messa fuori servizio, provocando l'intervento delle protezioni contro le sovravelocità.

Infine la velocità del vento al limite della resistenza è la massima velocità che una macchina può sopportare senza danno.

Da v_m a v_n l'aerogeneratore produce energia e la potenza resa cresce al crescere della velocità del vento. La potenza cresce fino alla velocità nominale (rated) e poi si mantiene costante fino alla velocità di fuori servizio (cut-out). Per ragioni di sicurezza a partire dalla velocità nominale la turbina si regola automaticamente.

L'aerogeneratore continua a fornire la potenza nominale nell'intervallo di velocità rated cut-out servendosi dei suoi meccanismi di controllo. L'aerogeneratore si avvicinerà più o meno al valore della potenza nominale in funzione della tipologia della turbina: passo fisso, passo variabile, velocità variabile, basculante, etc.

3.6. UTILIZZAZIONE DELL'ENERGIA EOLICA PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

La produzione di energia elettrica può avvenire sotto due forme: l'impianto eolico viene direttamente collegato alla rete di distribuzione dell'energia, e deve quindi generare corrente alternata alla frequenza di 50 Hz, ovvero può alimentare degli impianti isolati direttamente o per mezzo di batterie di accumulatori, in integrazione con eventuali altri sistemi a maggior disponibilità.

Nel primo caso si tratta di generatori di taglia media e grande. Allo stato attuale se ne stanno installando diversi con una potenza nominale anche di 3 e 5 MW.

I sistemi eolici per grandi reti elettriche costituiscono l'argomento principale dello sviluppo delle tecnologie eoliche.

La produzione di energia da fonte eolica per alimentare le grandi reti dei paesi industrializzati è l'applicazione a cui si guarda con maggiore interesse, perché è l'unica potenzialmente in grado di fornire un contributo significativo alla produzione di energia elettrica nazionale, abbassando i costi e riducendo la dipendenza dai combustibili fossili, con un sensibile miglioramento della qualità d'aria.

Nei paesi industrializzati il servizio elettrico è fornito da una rete a maglie fittissime, alimentate da centrali di vario tipo (idroelettriche, termoelettriche, elettronucleari) con potenze unitarie che vanno da centinaia fino a migliaia di megawatt.

Le Wind Farm possono partecipare a pieno titolo, con una quota significativa, alla produzione di energia elettrica. L'estensione capillare consente alle grandi reti nazionali di accettare l'energia prodotta da centrali eoliche dislocate in quasi tutte le aree che hanno un regime dei venti favorevole.

L'inserimento dell'energia del vento nel sistema elettrico nazionale può avvenire in due modi diversi: produzione da parte di privati oppure da parte dell'Ente Gestore di Rete (produzione diretta).

L'utenza privata può installare piccoli gruppi o anche singoli aerogeneratori per contribuire a soddisfare la domanda di energia di abitazioni e aziende.

La tipica discontinuità della fonte la rende *integrativa*, ma non sostitutiva dell'energia fornita dalla rete.

Gli aerogeneratori possono essere o medio –piccoli (qualche decina di kW) o anche dell'ordine delle centinaia di kW e possono essere collegati alla rete di distribuzione a media e bassa tensione, eventualmente attraverso una stazione di trasformazione.

In linea di principio l'utente può stipulare con la società elettrica un contratto che prevede l'acquisto, da parte di quest'ultima, dell'energia che egli eventualmente produce in eccesso quando il vento è favorevole.

Nella produzione diretta è la stessa società elettrica che dà vita a proprie centrali eoliche con decine o centinaia di unità collegate a stazioni di trasformazione che convogliano l'energia prodotta direttamente nella rete ad alta tensione.

Gli aerogeneratori sono in questo caso di dimensioni medie e grandi.

4. VALUTAZIONE DEL TIPO E DELLA QUANTITA' DEI RESIDUI E DELLE EMISSIONI PREVISTE

L'energia eolica è una fonte rinnovabile, in quanto non richiede alcun tipo di combustibile, ma utilizza l'energia cinetica del vento, ed è pulita perché non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente.

Anzi, l'impiego di energia eolica consente di evitare le immissioni nell'atmosfera di inquinanti e gas serra prodotti dalle centrali convenzionali.

In questo capitolo si indicheranno le emissioni derivanti dalle fonti energetiche tradizionali per meglio evidenziare i vantaggi derivanti all'ambiente dall'uso di una energia pulita quale è quella eolica.

4.1. SISTEMA ENERGETICO ED AMBIENTE

Le ripercussioni ambientali dei cicli energetici riguardano prioritariamente le emissioni di gas serra, in primo luogo di anidride carbonica, e le emissioni di sostanze inquinanti per l'ambiente e tossiche per l'uomo. Meno indagati, ma non trascurabili, sono gli impatti ambientali originati dai rifiuti da processi energetici, dall'uso delle risorse idriche per tali attività, ed infine, dagli effetti dell'estrazione e movimentazione dei prodotti energetici.

All'aumento del consumo interno lordo di energia corrisponde una crescita delle emissioni di anidride carbonica. Durante i primi anni '90 le emissioni di CO₂ dal sistema energetico rimangono stabili attorno ai 163 Mt, toccando, per l'effetto congiunto della scarsa crescita economica e della penetrazione del gas naturale, il valore minimo nel 1994. La ripresa economica e i conseguenti incrementi nei consumi complessivi di energia, portano nel 1995 ad un primo brusco aumento a più di 401 Mt, valore confermato nei due anni successivi.

Nel periodo 2008-2012 le emissioni nazionali di origine energetica rappresentano mediamente l'82,8% delle emissioni totali, mentre le emissioni da processi industriali e da processi dell'agricoltura rappresentano rispettivamente il 6,3% e il 7,1%. Gli assorbimenti dovuti alle attività forestali nel periodo 2008-2012 ammontano a 34 Mt CO₂eq/anno.

La delibera CIPE n.17 del marzo 2013 è fondamentale per la definizione delle linee di azione nazionali in tema di riduzione di gas serra. Essa stabilisce che l'Italia deve ridurre le proprie emissioni annue del 25% al 2020 del 40% al 2030 del 60% al 2040 del 80% al 2050 rispetto ai livelli del 1990, con interventi sia sul fronte dell'offerta (aumento di efficienza del parco termoelettrico, produzione di energia da fonti rinnovabili) che della domanda di energia (riduzione dei consumi nei trasporti, nei settori industriale, abitativo terziario) e di quello degli usi non energetici).

I combustibili di origine fossile rappresentano il principale vettore del sistema energetico nazionale. Storicamente la percentuale di combustibili fossili rispetto al consumo interno lordo è stata superiore al 90%. Dal 1990 al 2013 si osserva un costante declino della componente fossile: dal 93,8% del 1990 al 81,3% del 2013. Il declino del contributo di energia fossile al consumo interno lordo è diventato particolarmente ripido dal 2007.

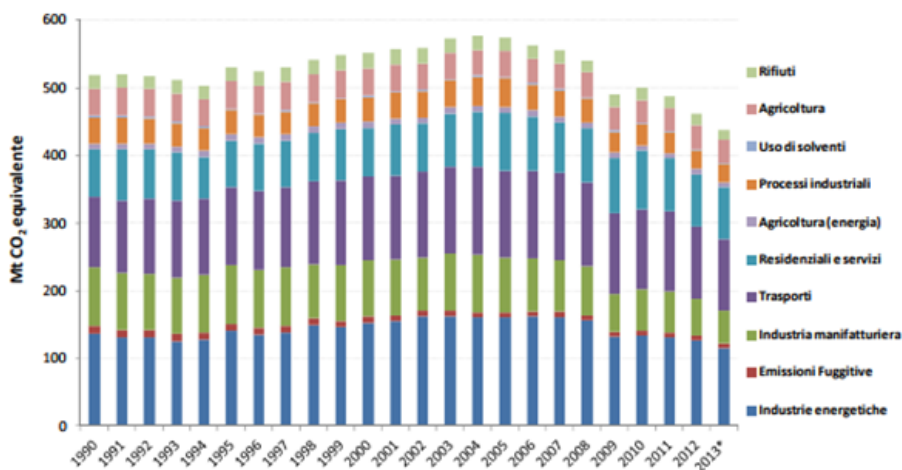


Figura 1 andamento emissioni anidride carbonica

Dal 1990 al 2007 si è osservata un costante incremento della quota di energia da fonti rinnovabili, dal 4,2% al 6,5%. Successivamente si osserva una crescita considerevole della quota di energia rinnovabile fino al 16,5% del consumo interno lordo nel 2013.

Le sorgenti di energia rinnovabile prevalenti sono state storicamente quella geotermica e idroelettrica che dal 1990 al 2000 coprivano mediamente l'84,1% del consumo interno lordo di energia rinnovabile. La restante quota del consumo era soddisfatta da energia proveniente da biomasse e rifiuti. A partire dal 2000 quest'ultima fonte mostra un tasso di crescita considerevole, arrivando a coprire nel 2013 il 51,2% della quota di consumo interno lordo di energia rinnovabile. Negli ultimi anni anche l'energia solare fotovoltaica e l'energia eolica assumono valori significativi e insieme rappresentano il 11,9% del consumo interno lordo di energia rinnovabile.

Le emissioni atmosferiche di gas a effetto serra mostrano un andamento crescente fino al 2004, successivamente si osserva un declino che in seguito agli effetti della crisi economica ha subito una ulteriore accelerazione. Nel 2009 si osserva un declino particolarmente ripido delle emissioni rispetto all'anno precedente (-9,3%).

Per quanto le emissioni di gas serra costituiscano la principale e più preoccupante causa di impatti ambientali, i processi energetici comportano emissioni di sostanze responsabili di molteplici fenomeni di inquinamento a diverse scale territoriali.

In Italia il particolato atmosferico, l'ozono troposferico, il biossido di azoto e il benzo(a)pirene sono gli inquinanti che più frequentemente raggiungono livelli atmosferici elevati, soprattutto nelle grandi aree urbane e particolarmente nel bacino padano. Nel 2012, il VLG del PM10 è stato superato nel 40% delle stazioni. Il valore di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS)10 per l'esposizione umana a breve termine (50

µg/m³ da non superare più di 3 volte in un anno civile) è stato superato nel 78% delle stazioni. L'analisi del trend condotta da ISPRA su un set di 57 stazioni dal 2003 al 2012, evidenzia per il PM10 un trend decrescente statisticamente significativo nel 74% dei casi (riduzione annuale media stimata di 1,3 µg/m³) 11.

Le informazioni disponibili per il PM2,5 (144 stazioni con una copertura temporale del 90%; la copertura spaziale è carente in particolare al Centro-Sud) mostrano che, nel 2012, la gran parte delle stazioni (82% circa) rispetta il VO. Solo 8 stazioni (circa il 6% del totale) rispettano il valore di riferimento OMS (10 µg/m³). L'indicatore di esposizione media per l'anno 2012, calcolato in allineamento al D.Lgs. 155/2010, art. 12 e all. XIV, è pari a 19,06 µg/m³. L'OLT dell'ozono, nel 2012 è stato superato nella gran parte delle stazioni: solo il 7% di esse risulta conforme. L'analisi del trend condotta da ISPRA non ha evidenziato, per l'ozono, alcun andamento statisticamente significativo¹³.

Nel 2012, il VLA del biossido di azoto è stato superato nel 17% delle stazioni. L'analisi del trend condotta da ISPRA su un campione di 62 stazioni, dal 2003 al 2012, evidenzia un trend decrescente, statisticamente significativo nel 74% delle stazioni (riduzione annuale media stimata di 3,2 µg/m³) 14.

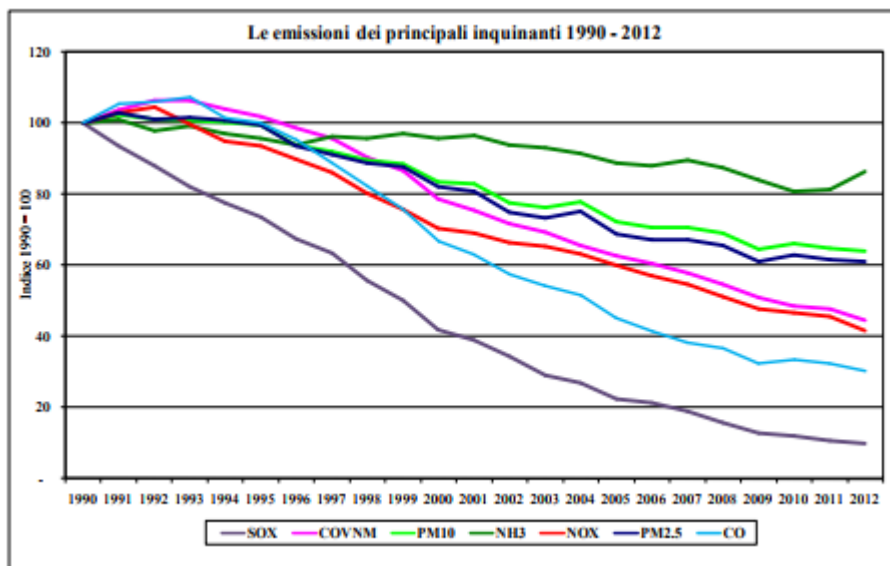
Per il benzo(a)pirene, nel 2012, nel 19% delle stazioni sono stati registrati superamenti del VO (1,0 ng/m³ come media annua). I superamenti, localizzati nel Nord Italia, sono concentrati in Veneto.

Per comprendere il fenomeno dell'inquinamento atmosferico è fondamentale conoscere il carico emissivo che ne è la causa prima. Ciò vuol dire conoscere le emissioni degli inquinanti (particolato atmosferico, biossido di azoto, benzo(a)pirene) e dei loro principali precursori (ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca, biossido di zolfo), il loro andamento nel tempo e i settori produttivi da cui originano. In Europa le emissioni di ossidi di azoto (NO_x) si riducono dal 1990 al 2012 del 49%. L'Italia è tra i paesi che svolgono un ruolo determinante nella loro riduzione: sulla base dell'Inventario nazionale delle emissioni elaborato da ISPRA¹⁷, risulta infatti una decrescita delle emissioni nazionali del 58% a partire dal 1990 (la riduzione riscontrata nell'ultimo anno è circa l'8%). Il settore che a livello europeo contribuisce maggiormente è il trasporto stradale (39%), seguito dalla produzione e distribuzione di energia (22%), dal settore commerciale, istituzionale e delle famiglie (14%), dal consumo energetico nell'industria (13%) e dal trasporto off-road (7%). Anche in Italia il trasporto stradale, che contribuisce per il 50%, è il settore preponderante (20% le altre sorgenti mobili, 10% la combustione industriale che non industriale, 9% la combustione energetica per la produzione e trasformazione d'energia). Nonostante il ruolo chiave che conservano le emissioni provenienti dalle automobili, queste fanno riscontrare a partire dal 1990, una riduzione pari al 69%, sia a livello europeo sia italiano. Le cause determinanti nella riduzione delle emissioni vengono individuate nell'installazione dei catalizzatori nei veicoli, nell'adozione di misure volte al miglioramento dei processi di combustione nella produzione energetica e di tecniche di abbattimento dei fumi e nel passaggio dal carbone al gas naturale, nell'utilizzo dei combustibili. Le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) dal 1990 al 2012 mostrano una riduzione del 60% e del 56% rispettivamente a livello europeo e italiano (le emissioni italiane si riducono nell'ultimo anno del 7%, contribuendo alla decrescita europea del 3%). In Europa l'utilizzo dei solventi, con un contributo del 44%, è il settore maggiormente responsabile dell'emissione di COVNM (17% proviene dal settore commerciale, istituzionale e delle famiglie, il 13% dal trasporto stradale, il 10% dalla produzione e distribuzione di energia, il 7% dai processi industriali). Nel 2012 l'Italia è tra i paesi che contribuiscono maggiormente alle emissioni (12,7% sul totale EU28). Anche in Italia l'uso dei solventi, con il

44% delle emissioni di COVNM, è il settore maggiormente responsabile. Nel settore del trasporto stradale, che rappresenta il 20% delle emissioni, è stato registrato il decremento maggiore dal 1990, pari all'80% (l'introduzione di sistemi di controllo e limitazione dei processi evaporativi è stata determinante per la generale decrescita delle emissioni evaporative). La combustione non industriale contribuisce per il 14%, mentre le altre sorgenti mobili e i processi produttivi contribuiscono ciascuno per il 6%.

In Europa, le emissioni di particolato, PM10 e PM2,5, si riducono del 19%, a partire dal 2000; il riscaldamento civile rimane la principale fonte di emissioni che, nel 2012, contribuisce per il 43% alle emissioni di PM10 (il 15% proviene dai processi industriali, il 13% dal trasporto stradale, l'11% dall'agricoltura, il 7% dalla produzione e distribuzione di energia, il 7% dall'uso energetico nell'industria). In Italia le emissioni di PM10 si riducono del 36% a partire dal 1990; nel 2012 dal riscaldamento civile si origina il 41% (è significativo l'incremento del 113% dal 1990); il 17% proviene dai trasporti stradali (dal 1990 si osserva una diminuzione pari al 53%, spiegata anche dall'introduzione dei filtri anti-particolato nei veicoli), il 13% dall'agricoltura; il settore dei processi produttivi e quello delle altre sorgenti mobili contribuiscono ciascuno per il 9% e la combustione industriale del 7%, (con una riduzione del 68% dal 1990). Il decremento più significativo dal 1990, pari al 94%, si registra nel settore della produzione e trasformazione dell'energia, che nel 2012 rappresenta il 2%. Sebbene le emissioni nazionali di PM2,5, a partire dal 1990, si riducano del 39%, nel 2012 l'Italia risulta tra i paesi che contribuiscono maggiormente al totale europeo (10,2% sul totale EU 28). In Europa, nel 2012, le maggiori fonti di emissioni sono rappresentate dal settore commerciale, istituzionale e delle famiglie (55%), dal trasporto stradale (15%), dai processi industriali (9%), dall'utilizzo di energia nell'industria (7%) e dalla produzione e distribuzione di energia (6%). In Italia, nel 2012, le emissioni più consistenti derivano dalla combustione non industriale (49%), dai trasporti stradali (17%), dalle altre sorgenti mobili (10%), dalla combustione nell'industria (9%), dai processi produttivi e agricoltura (entrambi 5%). Le emissioni di idrocarburi policiclici aromatici (IPA)¹⁸ decrescono del 60% e del 21% rispettivamente in Europa e in Italia. In Italia, nonostante la riduzione complessiva, nel settore del riscaldamento civile, da cui deriva la quota maggiore di emissioni (54%), si registra un forte aumento (171%) a causa della crescita dei consumi di biomassa per il riscaldamento.

Dall'analisi del quadro emissivo nazionale ed europeo si evince un trend generalmente decrescente a partire dal 1990 anche per gli ossidi di zolfo (SOx: -90% in Italia e -84% in Europa), per l'ammoniaca, (NH3: -14% in Italia e -28% in Europa) e per il monossido di carbonio (CO - 70% in Italia e -66% in Europa). Trend decrescente per SOx, NH3 e CO. La Figura 3.2 illustra l'andamento delle emissioni totali nazionali dal 1990 al 2012 di NOx, COVNM, PM10 e PM2,5, SOx, NH3 e CO.



2 andamento emissione nazionale

4.2. QUALITÀ DELL'ARIA: STANDARD PREVISTI DALLA NORMATIVA

Il 30 settembre 2010 è entrato in vigore il D.Lgs. 155/2010, recepimento della Direttiva 2008/50 CE. Il decreto costituisce un quadro unitario in materia di valutazione e gestione della qualità dell'aria stabilendo i valori limite, obiettivo, soglia di informazione e di allarme per gli inquinanti in precedenza normati dal D.M. 60/2002, dal D.Lgs. 152/2007 e dal D.Lgs. 183/2004 che perciò sono abrogati.

Il D.Lgs 155/2010 introduce importanti novità nell'ambito del complesso e stratificato quadro normativo in materia di qualità dell'aria in ambiente, introducendo nuovi strumenti che si pongono come obiettivo di contrastare più efficacemente l'inquinamento atmosferico. Oltre a fornire una metodologia di riferimento per la caratterizzazione delle zone (zonizzazione), definisce i valori di riferimento che permettono una valutazione della qualità dell'aria, su base annuale, in relazione alle concentrazioni dei diversi inquinanti. In particolare vengono definiti:

Valore Limite (VL): Livello che deve essere raggiunto entro un termine prestabilito e che non deve essere successivamente superato.

Valore Obiettivo: Livello da conseguire, ove possibile, entro una data prestabilita.

Livello Critico: Livello oltre il quale possono sussistere rischi o danni per ecosistemi e vegetazione, non per gli esseri umani

Margine di Tolleranza: Percentuale del valore limite entro la quale è ammesso il superamento del VL

Soglia di Allarme: Livello oltre il quale sussiste pericolo per la salute umana, il cui raggiungimento impone di assicurare informazioni adeguate e tempestive

Soglia di Informazione: Livello oltre il quale sussiste pericolo per la salute umana per alcuni gruppi sensibili, il cui raggiungimento impone di assicurare informazioni adeguate e tempestive

Obiettivo a lungo termine: Livello da raggiungere nel lungo periodo mediante misure proporzionate

Indicatore di esposizione media: Livello da verificare sulla base di selezionate stazioni di fondo nazionali che riflette l'esposizione media della popolazione

Obbligo di concentrazione dell'esposizione: Livello da raggiungere entro una data prestabilita

Obiettivo nazionale di riduzione dell'esposizione: Riduzione percentuale dell'esposizione media rispetto ad un anno di riferimento, da raggiungere entro una data prestabilita.

Nella tabelle che seguono sono riportati, per ogni inquinante, i valori limite e di riferimento contenuti nel D.Lgs. 155/2010.

INQUINANTE	PERIODO DI MEDIAZIONE	VALORE LIMITE	
Biossido di zolfo	Orario (non più di 24 volte all'anno)	350	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
	Giornaliero (non più di 3 volte all'anno)	125	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Biossido di azoto	Orario (per non più di 18 volte all'anno)	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
	Annuo	40	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Benzene	Annuo	5	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Monossido di carbonio	Media max giornaliera su 8 ore	10	mg/m^3
Particolato PM 10	Giornaliero (non più di 35 volte all'anno)	50	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
	Annuo	40	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Particolato PM 2.5	Annuo al 2010 (+MT) [valore di riferimento]	29	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
	Annuo al 2015	25	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Piombo	Anno	0.5	$\mu\text{g}/\text{m}^3$

Tabella 1.1 - Valori limite (Allegato XI DLgs 155/10)

INQUINANTE	PERIODO DI MEDIAZIONE	Livelli critici per la vegetazione	
Biossido di zolfo	Annuale	20	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
	Invernale (1 ott.- 31 mar.)	20	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Ossidi di azoto (NOx)	Annuo	30	$\mu\text{g}/\text{m}^3$

Tabella 1.2 - Livelli critici per la vegetazione (Allegato XI DLgs 155/10)

INQUINANTE	PERIODO DI MEDIAZIONE	Soglia di Allarme	
Biossido di zolfo	Per 3 ore consecutive in una stazione con rappresentatività > 100 km ²	500	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Biossido di azoto	Per 3 ore consecutive in una stazione con rappresentatività > 100 km ²	400	$\mu\text{g}/\text{m}^3$

Tabella 1.3 - Soglie di allarme per inquinanti diversi dall'ozono (SO₂ e NO₂) (Allegato XII DLgs 155/2010)

Anche l'ozono – inquinante secondario che si forma, attraverso reazioni fotochimiche, a partire da inquinanti precursori (principalmente ossidi di azoto e composti organici volatili) in presenza della luce del sole – ha effetti sulla salute dell'uomo e sulla vegetazione. Il Decreto Legislativo n. 155/10, recependo quanto già contenuto nel D.L 183/04, mantiene in essere un sistema di sorveglianza dell'inquinamento da ozono in tutto il territorio nazionale, confermando valori obiettivo, obiettivi a lungo termine, soglia di informazione e soglia di allarme da perseguire secondo una tempistica stabilita.

Valori obiettivo			
Finalità	Periodo di mediazione	Valore obiettivo (1.1.2010)	Data raggiungimento ⁽²⁾
Protezione della salute umana	Media su 8 ore massima giornaliera nell'arco di un anno civile	120 µg/m ³ da non superare per più di 25 giorni per anno civile come media su 3 anni	2013 (dati 2010 – 2012)
Protezione della vegetazione	AOT40 ⁽¹⁾ Calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	18000 µg/m ³ h come media su 5 anni	2015 (dati 2010 – 2014)
Obiettivi a lungo termine			
Finalità	Periodo di mediazione	Obiettivo a lungo termine	Data raggiungimento ⁽³⁾
Protezione della salute umana	Media su 8 ore massima giornaliera nell'arco di un anno civile	120 µg/m ³	Non definito
Protezione della vegetazione	AOT40 ⁽¹⁾ Calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	6000 µg/m ³ h	Non definito

(1) AOT40 (espresso in µg/m³h) si intende la somma delle differenze tra le concentrazioni > 80 µg/m³ e 80 µg/m³ rilevate in un dato periodo di tempo, utilizzando solo i valori orari rilevati ogni giorno tra le 8:00 e le 20:00 (ora dell'Europa centrale).
(2) Data entro la quale deve essere raggiunto il valore obiettivo
(3) Data entro la quale deve essere raggiunto l'obiettivo a lungo termine

Tabella 1.4 – Valori obiettivo e obiettivi a lungo termine per l'ozono (Allegato VII D.Lgs. 155/2010)

Finalità	Periodo di mediazione	Soglia
Informazione	1 ora	180 µg/m ³
Allarme	1 ora ⁽¹⁾	240 µg/m ³

⁽¹⁾ Per l'applicazione dell'art.10 comma 1, deve essere misurato o previsto un superamento per tre ore consecutive

Tabella 1.5 – Soglie di informazione e di allarme per l'ozono (Allegato XII D.Lgs. 155/2010)

Le emissioni in atmosfera di specie inquinanti provocate dalle attività umane sono all'origine di molti "problemi ambientali".

In base alle evidenze scientifiche non pochi problemi ambientali, tra cui i cambiamenti climatici su scala globale, l'acidificazione e l'eutrofizzazione su scala europea, e una peggiorata qualità dell'aria su scala locale, sono direttamente legati alle crescenti concentrazioni in aria dei maggiori inquinanti emessi dall'uso dei vettori energetici (tabella 8).

Contributo delle singole emissioni in atmosfera dal sistema energetico ai maggiori problemi ambientali (Italia, 1997)

Scala	Specie emessa:	CO ₂	CH ₄	NO _x	SO ₂	CO	COVNM	PST	Di cui dal sistema energetico
globale		+	+	+	-		+		70-80%
continentale				+	+				60-80%
locale			+	+	+	+	+	+	80-90%
emissioni totali (Mt/a)		429	2,40	1,69	1,04	7,26	2,29	0,50*	
di cui:									
dal sistema energetico		94%	16%	98%	94%	91%	61%	55%	

* si riferisce al 1990, ultimo dato disponibile

Tabella 8

4.3. CAMBIAMENTI CLIMATICI GLOBALI

I principali gas serra sono l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄) e il protossido di azoto (N₂O): tutti e tre sono naturalmente presenti in atmosfera ma le concentrazioni attuali sono fortemente incrementate dalle attività dell'uomo che ne generano le emissioni; ad essi si aggiungono i clorofluorocarburi (CFC), gli idroclorofluorocarburi (HCFC), gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafluoruro di zolfo (SF₆): per tutte queste sostanze la presenza in atmosfera è dovuta esclusivamente alle attività dell'uomo. Anche il generale aumento dell'ozono troposferico (O₃) causato dalle emissioni di ossidi di azoto (NO_x) e composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) contribuisce al riscaldamento globale, mentre gli aerosol presenti in atmosfera hanno un effetto netto di raffreddamento.

La scienza che studia l'atmosfera e il clima incontra, com'è noto, enormi difficoltà. A differenza della maggior parte delle scienze fisiche, non è possibile, infatti, riprodurre in laboratorio i fenomeni atmosferici e climatici, e decidere in base ai risultati degli esperimenti quale teoria sia giusta. La natura del clima non permette di stabilire con certezza un cambio climatico fino a quando non si è verificato.

Lo stato attuale delle conoscenze sul clima permette di affermare che:

negli ultimi due secoli, le emissioni antropiche di gas serra sono aumentate;

nell'ultimo secolo, le concentrazioni di gas serra in atmosfera sono aumentate: quest'aumento dipende dall'aumento d'emissioni antropiche;

nell'ultimo secolo, le temperature medie mondiali sono aumentate (di circa 0,6 °C, con errori inferiori a 0,2 °C).

Non è ancora stato provato definitivamente che l'incremento delle temperature osservato sia effetto dell'aumento delle concentrazioni di gas serra in atmosfera, anche se vi sono i presupposti per pensarlo. I modelli integrati di circolazione globale atmosfera - oceano, infatti, permettono di ricostruire l'andamento della temperature medie mondiali nell'ultimo secolo, con scarti sempre meno rilevanti. L'ulteriore affinamento ha consentito di tenere conto del contributo raffreddante degli aerosol e della ciclicità correlata al comportamento delle macchie solari. Pertanto gli scienziati dell'IPCC (Intergovernmental Panel for Climate Change) hanno concluso che "l'insieme delle evidenze suggerisce che sul clima globale esiste un'influenza umana discernibile" (Secondo Rapporto di Valutazione, 1996).

Lo stesso rapporto sintetizza così alcuni probabili effetti dei cambiamenti climatici nel lungo termine:

senza specifiche politiche e misure per mitigare i cambiamenti climatici la temperatura media superficiale globale relativa al 1990 è destinata a crescere di circa 2°C;

il livello medio dei mari è destinato a crescere entro il 2100 di circa 50 cm rispetto al livello del 1990, interessando vaste aree costiere intensamente popolate;

il riscaldamento globale potrà determinare modifiche significative nei cicli climatici con l'intensificazione dei fenomeni estremi (forti precipitazioni con eventi alluvionali alternate a lunghi periodi di siccità), alterazioni degli ecosistemi terrestri e acquatici, effetti sulla degradazione e aridificazione dei suoli, modificazioni delle produzioni agricole).

Dunque l'accumulo di gas serra nell'atmosfera provocato dalle emissioni antropiche sta producendo un aumento nella temperatura globale e del livello del mare, e avrà prevedibili conseguenze sull'entità e sulla frequenza di precipitazioni, siccità e alluvioni, su agricoltura, foreste, biodiversità e quindi sui diversi settori socio - economici. La severità di tali impatti è tuttora estremamente incerta, sebbene negli anni più recenti la comunità scientifica internazionale ha fatto considerevoli progressi nella comprensione del fenomeno in questione.

Nonostante sull'entità del rapporto causa/effetto tra incremento delle concentrazioni di gas serra e innalzamento della temperatura globale ci sia ancora una accesa dialettica nella comunità scientifica internazionale, le paventate conseguenze dei cambiamenti climatici sono di tale gravità che la comunità internazionale si avvia a intraprendere comunque misure di contenimento del fenomeno per prevenire il rischio. A livello internazionale i governi hanno risposto alla preoccupazione sui cambiamenti climatici durante la Conferenza su Ambiente e Sviluppo delle Nazioni Unite (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development) del 1992 (svoltasi a Rio de Janeiro) adottando la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC, United Nations Framework Conference on Climate Change).

L'obiettivo ultimo della Convenzione è stabilizzare le concentrazioni di gas serra in atmosfera a un livello tale da prevenire interferenze antropogeniche pericolose per il sistema climatico.

L'Italia ha ratificato la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti climatici ed ha appoggiato l'obiettivo dell'Unione Europea di stabilizzare nel 2000 le emissioni di CO₂ nell'Unione al livello del 1990. Il Protocollo di Kyoto, adottato dalla terza Conferenza delle Parti, impegna i Paesi industrializzati a ridurre, entro il periodo compreso tra il 2008 e il 2012, le proprie emissioni complessive di CO, CH₄, N₂O, HFC, PFC e SF₆ del 5,2% rispetto ai livelli del 1990. I paesi dell'Unione Europea hanno accettato una riduzione delle proprie emissioni dell'8%. Il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione Europea del 17 giugno 1998 ha preso atto dell'obiettivo di riduzione stabilito per l'Unione Europea dal Protocollo di Kyoto esteso ai sei gas, e ha fissato nel 6,5% l'impegno specifico dell'Italia.

L'impegno sottoscritto dall'Italia di ridurre le emissioni medie nel periodo 2008-12 del 6,5% rispetto al 1990 equivale a una riduzione di circa 100 milioni di tonnellate equivalenti rispetto ad un andamento tendenziale senza interventi (tabella 9).

Emissioni nazionali e impegni di mitigazione programmati dalla Delibera CIPE 137/98 “Linee guida per l’attuazione del protocollo di Kyoto in Italia”

Gas serra (**)	Emissioni (in MtCO ₂ eq /anno)			Proprietà		Potere risc. Totale (In CO ₂ Equival.)	Vita media atmosfera (In anni)
	1990	2010 Bau *)	2010 Kyoto	Concentraz.in atmosfera (parti per miliardo, ppb)			
				Preindu- striali	nel 1994		
CO ₂	442,2	512	445	270.000	358.000	1	50-200
CH ₄	52,0	48	36	700	1700	21	12
N ₂ O	53,9	51	40	275	312	310	120
HFC	7,0	11	10	0	0	140-11700	1,5-264
C _n F _m				0	0,01-0,07	6500-9200	2600-50000
SF ₆				0	0,032	23900	3200
Totale	555,1	622	519				

Tabella 9

(*) bau abbrevia l’espressione *business as usual* che indica uno scenario di evoluzione tendenziale

(**) le principali attività economiche da cui hanno origine le emissioni antropiche dei gas sono:

- CO₂ da combustione di fossili, produzione di cemento, ecc.
- CH₄ da zootecnia, agricoltura, discariche, fughe di metano, ecc
- N₂O da uso di fertilizzanti in agricoltura, produzione di acido nitrico e di acido adipico
- HFC sostituti dei CFC nei circuiti di refrigerazione,
- PFC prodotti intermedi della produzione di alluminio (formula C_nF_m)
- SF₆ fluido dielettrico in trasformatori elettrici di potenza

Successivamente con la conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, 195 paesi hanno adottato il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale. L’accordo, ratificato in Italia nell’ottobre 2016, prevede:

di mantenere l’aumento della temperatura entro i 2° sforzandosi di fermarsi a +1,5°. Per centrare l’obiettivo, le emissioni devono cominciare a calare dal 2020.

A differenza di sei anni fa, quando l’accordo si era arenato, questa volta ha aderito tutto il mondo, compresi i quattro più grandi inquinatori: oltre all’Europa, anche la Cina, l’India e gli Stati Uniti si sono impegnati a tagliare le emissioni;

Un processo di verifica quinquennale degli obiettivi presi. Il primo controllo quinquennale sarà quindi nel 2023 e poi a seguire.

I paesi di vecchia industrializzazione erogheranno cento miliardi all’anno (dal 2020) per diffondere in tutto il mondo le tecnologie verdi e decarbonizzare l’economia.

Un meccanismo di rimborsi per compensare le perdite finanziarie causate dai cambiamenti climatici nei paesi più vulnerabili geograficamente, che spesso sono anche i più poveri.

4.4. RIDUZIONE DEI GAS SERRA: IL PIANO ITALIANO

A livello nazionale il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) ha approvato la Delibera 17/2013 (Aggiornamento del piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissione di gas a effetto serra) per conseguire gli obiettivi fissati dal IECCP. La Delibera riporta l’elenco delle misure attuate e da attuare per conseguire gli obiettivi. Le principali politiche e misure (P&M) sono indirizzate alla promozione delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica. Inoltre, il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero

dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare hanno approvato la nuova Strategia energetica nazionale (SEN), mentre recentemente con d.m. del 10 novembre 2017 è stato adottato il SEN 2017. Le azioni proposte nella SEN 2013 si inseriscono nel contesto di un percorso di decarbonizzazione al 2050 per l'Italia secondo lo scenario Roadmap2050 della Commissione Europea. Inoltre la strategia individua una serie di misure da attuare coerentemente con la Delibera CIPE 17/2013 per raggiungere gli obiettivi del 2020. In base alle proiezioni attualmente disponibili si evince un ampio margine di fiducia per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni dei gas-serra nel 2020 attraverso l'adozione delle misure addizionali previste dalla Delibera CIPE. Nel 2012 il contributo dell'energia rinnovabile sui consumi finali nazionali è stato del 13.5% e ha ampiamente superato l'obiettivo intermedio nazionale del 8.9% nel periodo 2011-2012 stabilito dal Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. Per quanto riguarda l'efficienza energetica i consumi di energia primaria e finale del 2012 mostrano che l'Italia è in linea con il raggiungimento dell'obiettivo indicativo previsto per il 2020.

Di recente la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030. Gli obiettivi devono essere raggiunti per mantenere il proposito di riduzione delle emissioni di gas-serra a livello europeo di almeno 80% entro il 2050 rispetto al 1990. Gli obiettivi fissati dalla Commissione per il 2030 prevedono una riduzione delle emissioni totali del 40% rispetto al 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 27% del consumo finale e il risparmio del 30% di energia attraverso l'aumento dell'efficienza energetica. Attualmente gli obiettivi menzionati e la ripartizione degli obiettivi nazionali sono oggetto di dibattito negoziale. Come per il 2020 l'anno di riferimento per gli obiettivi dei singoli paesi sarà il 2005.

4.5. SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI: LE AZIONI PER RIDURRE LE EMISSIONI

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è traguardo strategico delle politiche comunitarie e nazionali, come ribadito nella SEN 2013 che si pone i seguenti obiettivi:

Competitività: ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un graduale allineamento ai prezzi europei

Ambiente: superare gli obiettivi ambientali definiti dal 'pacchetto 20-20-20' e assumere un ruolo guida nella 'Roadmap 2050' di decarbonizzazione europea;

Sicurezza: rafforzare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas e ridurre la dipendenza dall'estero

Crescita: favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico;

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020 la realizzazione di questa strategia si prefigge di ottenere i seguenti risultati:

Contenimento dei consumi ed evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili. In particolare, si prevede una riduzione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di riduzione del 20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica. In termini di mix, ci si attende un 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (rispetto al circa 10% del 2010). Sui consumi primari energetici l'incidenza equivale al 23%, mentre si ha una riduzione dall'86 al 76% dei combustibili fossili. Inoltre, ci si attende che le rinnovabili raggiungano o superino i livelli del gas come fonte nel settore elettrico, rappresentando il circa 35-38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010).

Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei. In particolare, è possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi). Questo è il risultato di circa 4-5 miliardi l'anno di costi addizionali rispetto al 2012, e circa 13,5 miliardi l'anno di risparmi includendo sia una riduzione dei prezzi (in ipotesi di prezzi internazionali costanti), sia una riduzione dei volumi (rispetto ad uno scenario di riferimento inerziale).

Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020. Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO2.].

Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema. Si prevede una riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi di euro l'anno (rispetto ai 62 miliardi attuali, e - 19 rispetto alle importazioni tendenziali 2020 in ipotesi di prezzi delle commodities costanti), con la riduzione dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali. Ciò equivale a circa 1% di PIL addizionale e, ai valori attuali, sufficiente a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti, dopo molti anni di passivo.

Impatto positivo sulla crescita economica grazie a importanti investimenti attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di competitività del sistema. Si stimano infatti circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella green e white economy (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi). Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità; pertanto la Strategia Energetica Nazionale 2017 adottata con d.m. del 10 novembre 2017 si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

competitivo: migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti

sostenibile: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21

sicuro: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030

fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo

elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei

trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015

riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi

dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese)

cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali

razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio

verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050

raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021

promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa

nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda

riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica

4.6. EMISSIONI EVITATE

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra.

Tra questi ultimi il più rilevante è la CO₂ biossido di carbonio o anidride carbonica), il cui progressivo incremento nell'atmosfera può contribuire al temuto effetto serra, che secondo alcuni studiosi potrebbe causare drammatici cambiamenti climatici, con inestimabili danni per l'umanità.

La SO₂ (biossido di zolfo o anidride solforosa) e gli NO_x (ossidi di azoto) sono estremamente dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale.

Il livello delle emissioni dipende, naturalmente, dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi.

Se si assumono come valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica (dati IEA):

CO₂ 1000 g/kWh

SO₂ 1,4 g/kWh

NO_x 1,9 g/kWh

Lo sviluppo del settore eolico per quanto sin qui detto è quindi fortemente auspicabile, in quanto, oltre ad essere economicamente competitiva, la fonte eolica può sostituire le tecnologie tradizionali di generazione elettrica ad impatto ambientale elevato, con una fonte rinnovabile ad impatto zero rispetto alle emissioni,

mentre le altre problematiche – rumore, interferenza con fauna ed avifauna, occupazione del suolo, ecc. - risultano essere in genere di modestissima o nulla entità.

Pertanto la fonte eolica risulta essere la fonte energetica che può fornire il maggior contributo in termini di riduzione delle emissioni, pari a circa 1.500 T/anno per MW installato, protezione della salute collettiva e salvaguardia delle ricchezze storiche ed architettoniche aggredite dagli inquinamenti prodotti dalla combustione di idrocarburi.

Tabella di Riduzione di emissioni inquinanti in atmosfera dovuta al parco eolico

Tipo di inquinante	Riduzione per KWh	Riduzione annua grazie al parco eolico in progetto	Riduzione di un ciclo regolare della durata di 20 anni
CO2	531 g	39.747 tonnellate	789.490 tonnellate
SO2	0,0029 kg	215 tonnellate	4.311 tonnellate
NOx	0,0015 kg	111 tonnellate	2.230 tonnellate

Nb. Calcolato considerando una producibilità media annua di un aerogeneratore pari a 10.620 MWh

5. GLI IMPATTI SULL'AMBIENTE

La necessità di produrre energia al fine del soddisfacimento delle attuali esigenze antropiche non può prescindere da un'analisi dei relativi impatti ambientali, che deve iniziare con la scelta delle macroalternative di generazione possibili, per giungere ai microimpatti sulle singole componenti ambientali locali verificandone l'accettabilità.

Si ritiene opportuno sintetizzare alcuni aspetti sostanziali.

È necessario premettere che la realizzazione di parchi eolici ha un impatto limitato sia per il tipo di fonte energetica utilizzato che per le relative infrastrutture necessarie, infatti:

l'energia eolica è una fonte rinnovabile, che non richiede alcun tipo di combustibile, ma utilizza l'energia cinetica del vento ed è pulita, perché non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente;

i manufatti funzionali sono sostanzialmente costituiti da opere civili, linee ed apparecchiature elettriche ed aerogeneratori, questi ultimi composti sostanzialmente da materiali metallici e fibre plastiche;

una buona progettazione può consentire un corretto inserimento nell'ambiente circostante.

Gli aspetti indesiderati che vengono a gravare sul territorio interessato dalle opere e sul suo intorno significativo sono sostanzialmente i seguenti:

Occupazione del territorio;

Impatto visivo;

Impatto acustico;

Interferenze sulle telecomunicazioni;

Effetti elettromagnetici;

Effetti su flora e fauna;

Una delle maggiori perplessità sulla installazione di centrali eoliche, da parte dei decisori politici e delle popolazioni locali, dipende dalle preoccupazione sul loro impatto ambientale. E' quindi opportuno sottolineare

le caratteristiche di questa fonte il cui impatto ambientale è limitato, specialmente attraverso una buona progettazione: l'energia eolica è una fonte rinnovabile, in quanto non richiede alcun tipo di combustibile, ma utilizza l'energia cinetica del vento (conversione dell'energia cinetica del vento, dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica); è pulita, perchè non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente. Gli aerogeneratori non hanno alcun tipo di impatto radioattivo o chimico, visto che i componenti usati per la loro costruzione sono materie plastiche e metalliche.

Gli aspetti ambientali che vengono presi in considerazione sono invece correlati a possibili effetti indesiderati, che hanno luogo su scala locale; essi sono:

- occupazione del territorio;
- impatto visivo;
- impatto acustico;
- interferenze sulle telecomunicazioni;
- effetti elettromagnetici;
- effetti su flora e fauna;

Questi aspetti sono tuttavia di lieve rilevanza tanto da poter affermare che il bilancio costi ambientali/benefici ambientali è ampiamente positivo.

5.2. OCCUPAZIONE DEL TERRITORIO

In base al rapporto tra la potenza degli impianti e il terreno complessivamente necessario (anche per la distanza delle macchine), la densità di potenza per unità di superficie è circa di 10 W/m^2 . Tuttavia le macchine eoliche e le opere di supporto (cabine elettriche, strade) occupano solamente circa l'1% del territorio per la costruzione di un impianto, quindi la densità di potenza ottenibile è da considerarsi nettamente superiore, dell'ordine delle centinaia di W/m^2 . Bisogna ricordare che la parte del terreno non occupata dalle macchine può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

Anche rispetto ad altre fonti rinnovabili, l'energia eolica richiede una superficie estremamente ridotta (tabella 11).

Tecnologie	Superficie richiesta per GWh Per 30 anni (m^2)
Geotermico	404
Eolico	800 – 1335
Solare fotovoltaico	3237
Solare termico	3561
Carbone	3642

Tabella 11 - Superficie richiesta per GWh per 30 anni di funzionamento per diverse tecnologie

5.3. IMPATTO VISIVO

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti, in modo più o meno evidente in relazione alla topografia e all'antropizzazione del territorio. Un aerogeneratore da 500 kW di

potenza ha un diametro del rotore e un'altezza della torre di circa 40 metri, mentre uno da 2000 kW misura, per questi due valori, circa 60 m. L'impatto nel paesaggio tra i due tipi di macchina è moderatamente diverso, per cui aumentare la taglia delle macchine potrebbe ridurre, a parità di potenza globale installata, l'impatto visivo.

L'impatto visivo è un problema di percezione e integrazione complessiva nel paesaggio; comunque è possibile ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti e gli insediamenti abitativi.

Il colore delle torri eoliche ha una forte influenza riguardo alla visibilità dell'impianto e al suo inserimento nel paesaggio, alcuni colori possono aumentare le caratteristiche di contrasto della torre eolica rispetto allo sfondo. Il colore delle torri a traliccio è normalmente quello grigio tipico dell'acciaio galvanizzato, per quanto riguarda le torri tubolari il colore più usato dai costruttori è invece quello bianco, in varie tonalità.

La scelta del bianco è obbligatoria in Francia per espresso obbligo delle autorità aeronautiche.

Il bianco è spesso considerato sinonimo di semplicità, armonia, purezza, e secondo alcuni la sua neutralità è la più adatta ad integrarsi con i cambiamenti dei colori del paesaggio secondo l'alternarsi delle stagioni. In realtà varie tonalità di colore, dal grigio al bianco, possono essere studiate per una migliore integrazione con lo sfondo del cielo nei siti posti sui crinali e quindi particolarmente visibili, applicando gli stessi principi usati per le colorazioni degli aerei della aeronautica militare che devono avere spiccate caratteristiche mimetiche.

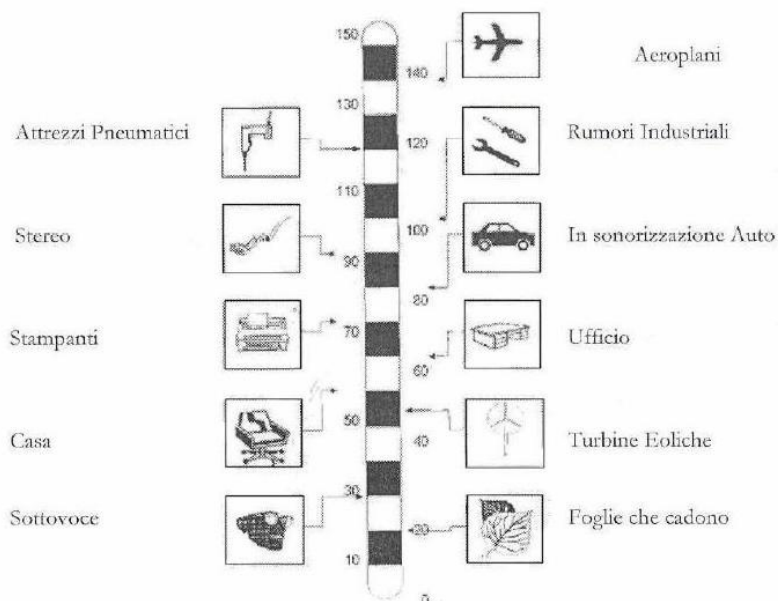
Alcuni costruttori propongono un colore verde per la parte basale delle torri, per integrarli con la vegetazione circostante. In effetti lo studio di un colore diverso dal bianco può risultare utile per impianti posti sulle pendici montane, dove i punti di maggiore visibilità dell'impianto individuano come sfondo non il cielo ma il terreno, che può essere prativo, boschivo, roccioso, o interessato da colture agricole e quindi assumere colorazioni che suggeriscano un colore degli aerogeneratori più facilmente assimilabile nel paesaggio. Per quanto riguarda le pale la maggior parte dei costruttori, utilizza lo stesso colore delle torri, ma è comunque necessario impiegare vernici antiriflesso che assicurino l'assenza di tali fenomeni che potrebbero aumentare moltissimo la visibilità delle pale.

5.4. IMPATTO ACUSTICO

L'aspetto del rumore è stato sempre messo in primo piano nella progettazione di nuove macchine aerogeneratrici e appare assai meno problematico se confrontato con altri rumori assai più insistenti con cui conviviamo ogni giorno.

Scopriamo infatti che il ronzio degli aerogeneratori già ad una distanza di 250 m è ben al di sotto, in termini di decibel, del rumore presente in casa, in un ufficio o dal rumore rilevato all'interno di un'automobile o in mezzo al traffico, e comunque, nemmeno nelle immediate vicinanze dell'aerogeneratore, non si arriva mai al rumore prodotto da molte industrie attive nelle periferie delle città.

Livelli di inquinamento acustico



5.5. INTERFERENZE SULLE COMUNICAZIONI

La macchina eolica può influenzare: le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo), la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo e la forma del segnale ricevuto con eventuale alterazione dell'informazione.

Una adeguata distanza degli aerogeneratori fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

5.6. EFFETTI ELETTROMAGNETICI

I livelli di esposizione della popolazione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici negli ultimi decenni sono aumentati con continuità ed in misura considerevole. Ciò ha portato vari paesi industrializzati, compresi l'Italia, a svolgere una vasta attività di ricerca, volta alla definizione dei meccanismi biofisici di interazione ed alla descrizione dei principali effetti biologici e sanitari.

La normativa attualmente in vigore in materia è la seguente:

D.P.C.M. 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"

Legge 22 febbraio 2001, n°36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”.

L'argomento tuttavia riguarda solo marginalmente gli impianti eolici in quanto nell'area di installazione degli impianti non vi sono linee aeree di trasmissione bensì linee interrato di media tensione, e nelle strette vicinanze dell'area di installazione dell'impianto non esistono generalmente edifici residenziali.

5.7. FLORA E FAUNA

Sulla base delle informazioni disponibili, si può affermare che le possibili interferenze di qualche rilievo degli impianti eolici con la flora e la fauna riguardano solo l'impatto dei volatili con il rotore delle macchine. In particolare, le specie più influenzate sono quelle dei rapaci; gli uccelli migratori sembrano adattarsi alla presenza di questi ostacoli. In genere le collisioni sono molto contenute e comunque gli aerogeneratori non sono più dannosi per gli uccelli di quanto non lo siano altri tipi di infrastrutture, quali le strade o i tralicci dell'alta tensione.

6. ANALISI DELLE ALTERNATIVE AL PROGETTO

La redazione progettuale di un impianto eolico è costituita dall'identificazione del sito di interesse e da una valutazione tecnica di dettaglio, che comprenda il puntuale monitoraggio della ventosità del sito, la valutazione dei vincoli progettuali, specialmente sotto il profilo ambientale, anche in termini di conformità alle norme, procedure e linee guida regionali applicabili, nonché da valutazioni più propriamente di carattere tecnico-operativo e gestionale conseguenti alle favorevoli condizioni anemologiche ed infrastrutturali del settore di intervento.

Tale processo porta all'individuazione di una serie di opzioni progettuali, che includano alternative per layout e tracciati, dimensioni e taglie degli aerogeneratori da insediare.

Si fa rilevare che la società Wind Energy Sant Agata Srl, ai fini di una generazione distribuita e bilanciata sul territorio in termini ambientali e socio economici, ritiene che gli impianti eolici debbano essere realizzati con un adeguato numero di aerogeneratori, in relazione alle disponibilità del territorio interessato dall'iniziativa.

Sulla base dell'esperienza maturata nello specifico settore, dell'approfondita conoscenza del territorio e delle sue potenzialità anemologiche, Wind Energy Sant Agata Srl, ha individuato, nel territorio regionale, alcuni siti idonei per la realizzazione di impianti eolici che intende progettare e realizzare ponendo la dovuta attenzione al paesaggio e all'ambiente.

In particolare il parco eolico da installarsi nel comune di Sant'Agata di Puglia (FG) è stato studiato ed ottimizzato per la realizzazione di un impianto composto da n. 7 aerogeneratori di 3,60 MW di potenza unitaria, per una potenza complessiva pari di 25,20 MW.

6.1. ALTERNATIVA ZERO

La prima opzione, ovvero l'alternativa zero, è quella della non realizzazione dell'impianto, ovvero quella di non produrre energia elettrica da fonte rinnovabile.

E' ragionevolmente ipotizzabile che in assenza dell'intervento proposto, a fronte della conservazione dell'attuale quadro ambientale di sfondo, si rinuncerà all'opportunità di favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, con conseguente perdita dei benefici socioeconomici e ambientali sottesi

dall'intervento determinando quindi la mancata opportunità di risparmiare un quantitativo considerevole di emissioni di inquinanti (in particolare modo di diossido di carbonio) per la produzione della stessa quantità di energia elettrica, che in modo alternativo e vista la sempre crescente richiesta di energia, sarebbe prodotta da fonti non rinnovabili (combustibili fossili).

Per calcolare il contributo in termini di risparmio di emissioni di CO2 di un kWh eolico sono stati utilizzati i parametri e le stime della lea: per ogni chilowattora prodotto da eolico il risparmio di CO2 è pari a circa 531 g. In modo particolare, poiché la producibilità dell'impianto è pari a 25.200 kW x 2.950 h eq = 74.340.000 kWh , la quantità di emissioni di CO2 risparmiate è pari a:

$$74.340.000 \text{ kWh} \times 0,531 \times 10^{-3} \frac{T}{\text{kWh}} = \mathbf{39.474,54 T_{CO2}}$$

La non realizzazione dell'impianto risulta in contrasto con gli obiettivi che il nostro Paese è intenzionato a raggiungere in relazione all'accordo siglato dalla conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, oltre a quelli previsti dal piano sulla Strategia Energetica Nazionale del 2017, che prevede tra l'altro una progressiva de-carbonizzazione al 2030, e la relativa dismissione delle centrali termoelettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, e conseguente incremento della produzione da fonte rinnovabile. Tale incremento deve tener conto anche del progressivo incremento della domanda di energia elettrica, come emersa dal report trimestrale dell'Enea" Analisi trimestrale del sistema energetico italiano" relativo al II trimestre 2018, dalla quale si evince che in riferimento ai primi sei mesi dell'anno 2018 la domanda elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo 2017, di circa 1,2 TWh (+0,8%).

Nel trimestre di analisi, a fronte di una domanda sostanzialmente stabile sui livelli 2017 (-0,2 TWh), il saldo import– export è aumentato di circa 1,2 TWh (+13%) rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente.

L'aumento dell'import risulta quindi in contrasto con gli obiettivi di Strategia Energetica Nazionale del 2017, che prevedono invece una sostanziale riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030.

La non realizzazione dell'opera comporta anche effetti in termini di occupazione, necessaria alla costruzione dell'impianto, ma anche legata alla manutenzione e alla sua conduzione in fase di esercizio, oltre che alla fase di dismissione. Dal punti di vista occupazionale si rinunciarebbe tra l'altro alla possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia e di ultima generazione, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa vento presente nell'area, così da rendere produttivo l'investimento.

In definitiva, la non realizzazione dell'opera e quindi il mantenimento dello stato attuale significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità esposti in precedenza e che hanno risvolti sia livello locale ma anche nazionale e sovra-nazionale. In particolare si rinunciarebbe a evidenti vantaggi dal punto di vista occupazionale, energetico e ambientale (in termini di riduzione delle emissioni di gas serra) a fronte di impatti accettabili e completamente reversibili.

6.2. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Di seguito vengono analizzate le alternative legate all'utilizzo di tecnologie diverse da quella scelta per la realizzazione dell'impianto in progetto, ma che garantiscono la produzione da fonte rinnovabile, ovvero basate sull'utilizzo di aerogeneratori di media taglia o l'utilizzo di altri sistemi di produzione da fonte rinnovabile quale ovvero quella fonte solare.

6.2.1. Alternativa tramite l'utilizzo di aerogeneratori di media taglia

L'alternativa presa in esame si basa sull'utilizzo di aerogeneratori di taglia media rispetto a quelle in progetto a parità di potenza installata che si ricorda essere di 25,20 MW.

Dal punto di vista dimensionale gli aerogeneratori si possono suddividere in

Aerogeneratori di media-grande taglia, con potenza compresa tra 1 e 4 MW, diametro del rotore superiore a 80 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 m,

Aerogeneratori media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200 kW -1 MW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m

Aerogeneratori piccola taglia, con potenza compresa nel' intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m

Escludendo le macchine di piccola taglia, le cui caratteristiche e peculiarità fanno sì che esse vengano usate per utenze piccole e isolate, di scarsa efficienza e determinano una significativa occupazione di suolo rispetto a Watt prodotto, tenendo conto che sarebbero necessari circa 126 macchine per ottenere la stessa potenza installata con un elevatissimo consumo di suolo, si preferisce analizzare l'alternativa caratterizzata dall'utilizzo di macchine di media taglia.

Considerando invece aerogeneratori di media taglia, la cui dimensione commerciale può frequentemente utilizzata è pari a 800 kW, si verifica facilmente che sarebbero necessari almeno 32 macchine per ottenere la stessa potenza installata, rispetto agli 7 aerogeneratori in progetto, con notevole consumo di suolo e alterazione del paesaggio.

L'utilizzo di questa tecnologia comporterebbe .

- A parità di potenza installata, la producibilità sarebbe ugualmente inferiore, poiché l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grande taglia.
- Un numero maggiore di aerogeneratori comporta un maggiore consumo di suolo, legato alla realizzazione della maggiore viabilità di accesso, del numero di piazzole e conseguente maggior disturbo della flora e della fauna, del consumo di suolo agricolo,
- un maggiore possibilità di coinvolgimento di recettori sensibili legati al rumore prodotto dovuto ad un più elevato utilizzo di numero di macchine
- un maggior impatto visivo dovuto al così detto effetto selva
- maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

Pertanto alla luce di quanto esposto l'utilizzo di aerogeneratori di media taglia comporterebbe una producibilità minore ma con impatti maggiori sia dal punto di vista paesaggistico che ambientale.

6.2.2. Alternativa tramite l'utilizzo un impianto fotovoltaico

I vantaggi ottenibili tramite l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, in merito alla riduzione delle emissioni inquinanti di gas serra, può essere ottenuto tramite l'utilizzo di un impianto fotovoltaico.

A parità di potenza installata (25,2 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 74,34 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 38 GWh/anno, mentre i costi i due impianti sostanzialmente si equivalgono. Considerando in oltre che per l'istallazione di un MW di fotovoltaico si rendono necessari circa 2 ettari di terreno, per istallare un impianto fotovoltaico della stessa potenza dell'impianto eolico in progetto sarebbe necessario occupare circa 79,2 ettari, con un elevatissimo consumo di suolo.

In conclusione la realizzazione di un impianto fotovoltaico equivalente in termini di potenza istallata comporterebbe:

un elevato consumo di suolo, considerando che sarebbero necessari circa 54 ettari per un impianto fotovoltaico a fronte di circa 3 ettari;

un elevato impatto visivo, almeno nelle aree limitrofe all'impianto;

Un impatto sulla flora e fauna dovuto ad un impianto fotovoltaico di estensione così rilevante, sicuramente impatto inferiore rispetto a un impianto fotovoltaico.

Alla luce di quanto fin ora esposto si rileva come la realizzazione di un parco eolico comporti meno impatti negativi rispetto ad un equivalente impianto fotovoltaico, sia dal punto di vista ambientale che rispetto ai vantaggi economici che esso può fornire.

6.3. ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA

Dal punto di vista localizzativo, l'area interessata dall'intervento presenta alcune peculiarità di cui si è tenuto conto nella scelta dell'assetto dell'area di intervento:

- Gli aerogeneratori distano almeno 500 m da edifici rurali abitati
- L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico
- Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR
- L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali
- L'area dista solo 3,5 chilometri da una importante infrastruttura elettrica (SE TERNA di Deliceto), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.
- Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

6.4. STUDIO DEL LAYOUT DI IMPIANTO

La definizione del layout di impianto si è basata sul rispetto di criteri che hanno guidato l'analisi progettuale sono orientati al fine di minimizzare il disturbo ambientale dell'opera e si distinguono in:

- Criteri di localizzazione;
- Criteri strutturali.

I **criteri di localizzazione** del sito hanno guidato la scelta tra varie aree disponibili in località diverse del comune. Le componenti che hanno influito maggiormente sulla scelta effettuata sono state:

- verifica della presenza di risorsa eolica economicamente sfruttabile;
- disponibilità di territorio a basso valore relativo alla destinazione d'uso rispetto agli strumenti pianificatori vigenti;
- basso impatto visivo;
- esclusione di aree di elevato pregio naturalistico;
- viabilità opportunamente sviluppata in modo da ridurre al minimo gli interventi su di essa;
- vicinanza di linee elettriche per ridurre al minimo le esigenze di realizzazione di elettrodotti;
- esclusione di aree vincolate da strumenti pianificatori territoriali o di settore.

I **Criteri strutturali** che hanno condotto all'ottimizzazione della disposizione delle macchine, delle opere e degli impianti al fine di ottenere la migliore resa energetica compatibilmente con il minimo disturbo ambientale sono stati:

- Disposizione degli aerogeneratori in prossimità di tracciati stradali già esistenti che richiedono interventi minimi o nulli, al fine di evitare in parte o del tutto l'apertura di nuove strade;
- Scelta dei punti di collocazione per le macchine, gli impianti e le opere civili in aree non coperte da vegetazione o dove essa è più rada o meno pregiata;
- Distanza da fabbricati maggiore di 300 m;
- Condizioni morfologiche favorevoli per minimizzare gli interventi sul suolo, escludendo le pendenze elevate (max 5-10%); sarà mantenuta una adeguata distanza tra le macchine e scarpate ed effluvi;
- Soluzioni progettuali a basso impatto quali sezioni stradali realizzate in massicciata tipo con finitura in ghiaietto stabilizzato o similare;
- Percorso per le vie cavo interrato adiacente al tracciato della viabilità interna per esigenze di minor disturbo ambientale, ad una profondità minima di 1,0 m.

La definizione del layout ha tenuto conto della pianificazione urbanistica e territoriale dell'area in relazione agli strumenti in vigore, oltre che alla normativa in materia di impianti da fonti energetiche rinnovabili. In particolare la definizione del posizionamento delle torri ha tenuto conto del Regolamento Regionale n. 24/2010 della Regione Puglia (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") nel quale sono individuate

le aree e i siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”, oltre che alla pianificazione ambientale preesistente (Aree Naturali Protette, Rete Natura 2000, aree IBA).

In merito al posizionamento delle torri, al fine di evitare il cosiddetto effetto selva, è stata rispettata la distanza minima tra gli aerogeneratori di 3-5 diametri sulla stessa fila e 5-7 diametri su file parallele.

Dallo studio è scaturito una prima ipotesi di impianto, composta da 13 aerogeneratori.



Figura 3 - Ipotesi di layout a 13 aerogeneratori

Da una più approfondita analisi, che ha tenuto conto delle aree non idonee, in relazione alla definizione del tracciato dei cavidotti di connessione e della viabilità di servizio, si è preferito effettuare micro spostamenti delle torri e ridurre il parco a n.11 torri al fine di ridurre ogni possibile impatto e soprattutto al fine di limitare le interferenze con il reticolo idrografico presente nell'area di intervento.

Il layout così definito e composto da 11 aerogeneratori risulta coerente rispetto alla normativa, rimanendo al di fuori dalle aree non idonee come definite dal R.R. n.24/2010, in oltre il nuovo layout tiene conto delle caratteristiche orografiche del terreno e risulta appropriato sotto l'aspetto percettivo, vincolistico, ambientale e produttivo, riducendo le intersezioni con il reticolo idrografico dei cavidotti e della viabilità di servizio.

Il layout così definito garantisce una distanza minima tra aerogeneratori, superiore alla distanza pari a 3 volte il diametro del rotore rispetto ad una linea perpendicolare alla direzione principale del vento e superiore alla

distanza di 5 volte il diametro del rotore rispetto ad una linea parallela alla direzione principale del vento, riducendo non solo l'effetto selva ma anche possibili disturbi dovuti a distacchi di vortici, turbolenze, ecc

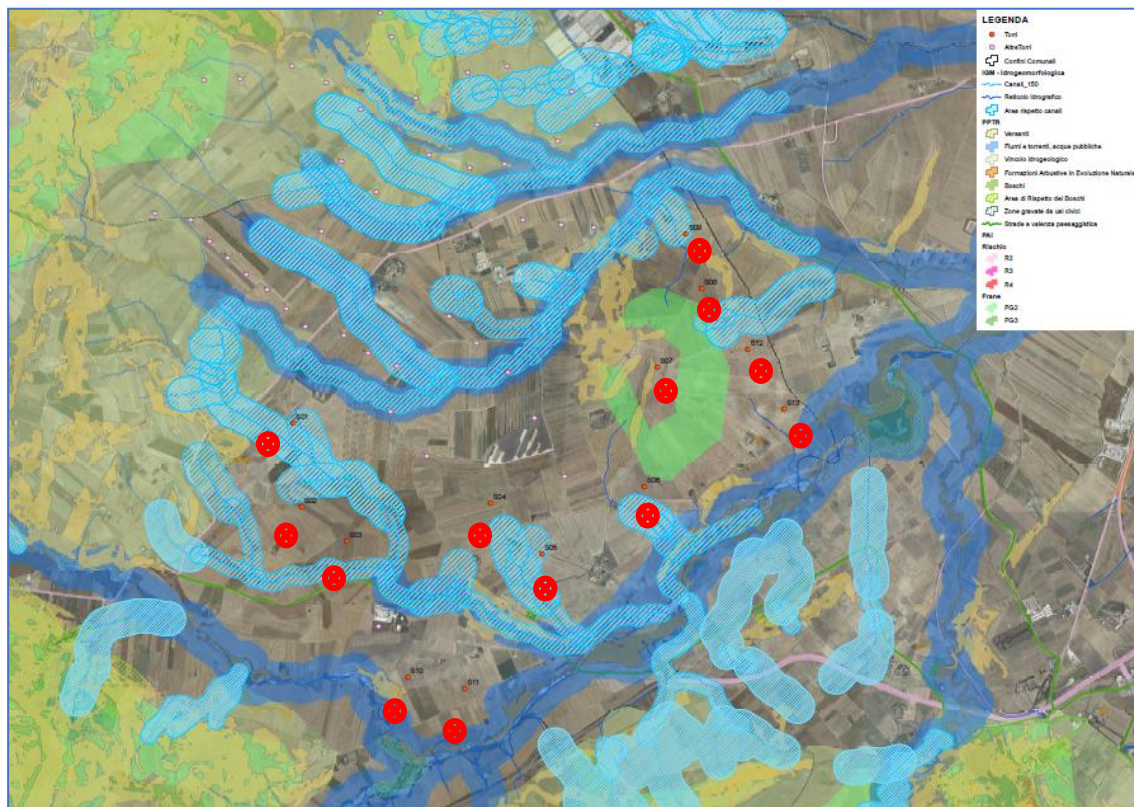


Figura 4 - Ipotesi di layout a 13 aerogeneratori - analisi vincolistica

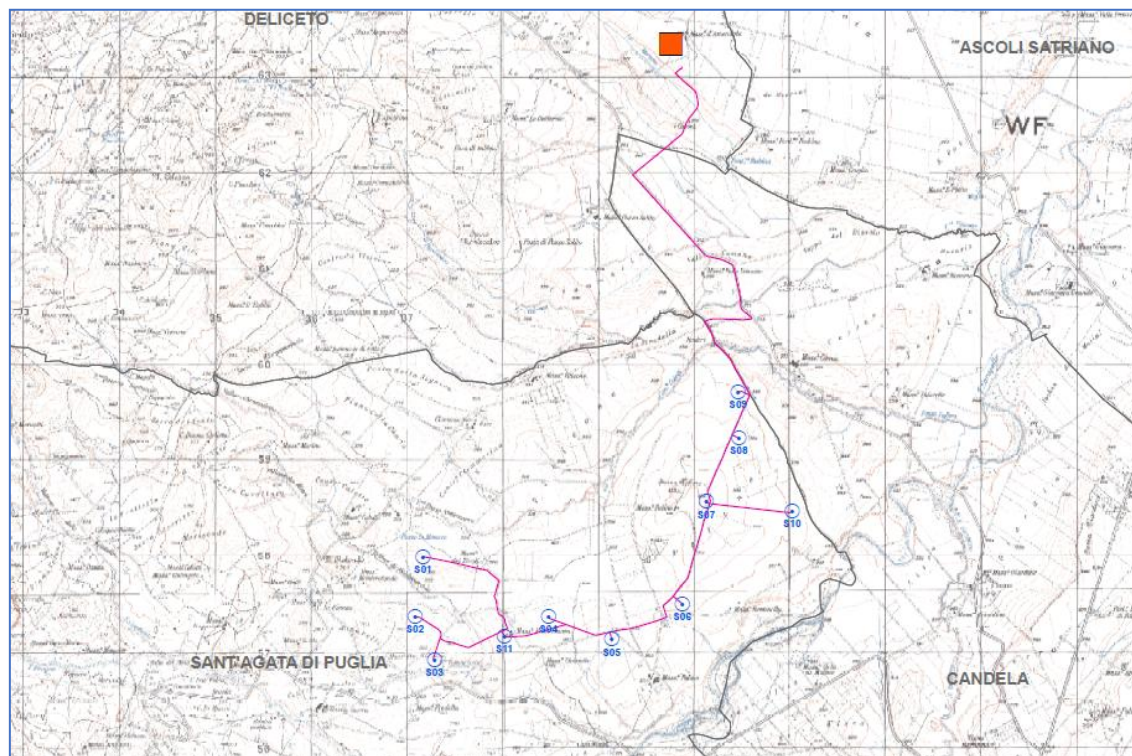


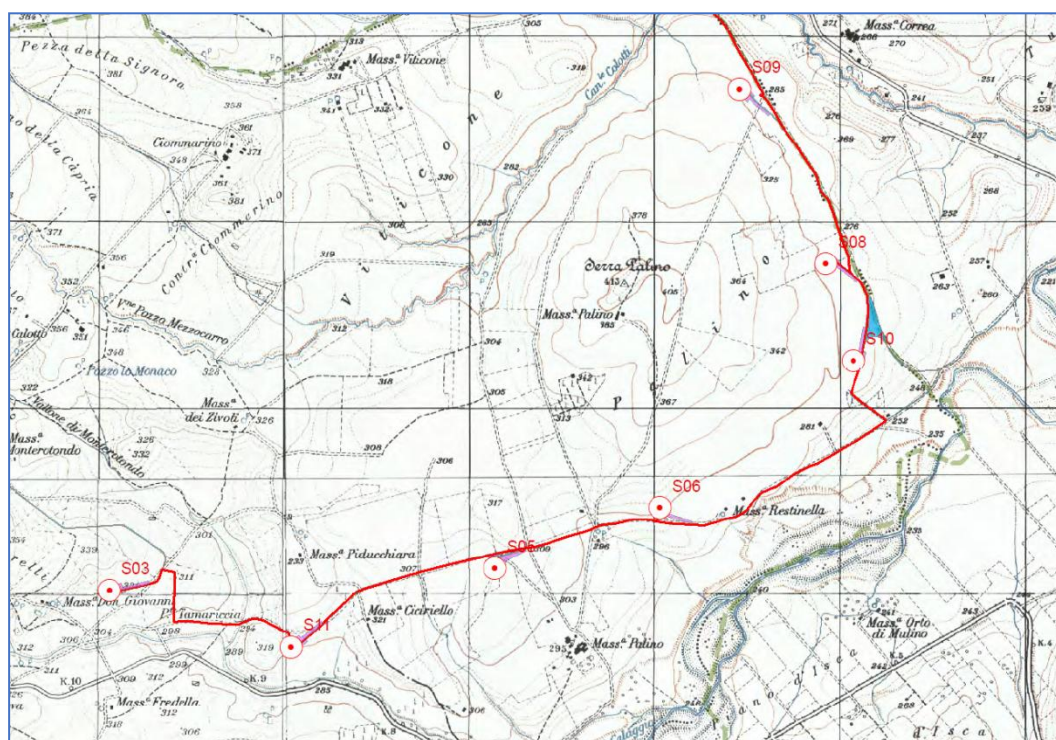
Figura 5 - layout impianto definitivo a n.11 aerogeneratori

A seguito delle osservazioni pervenute alla Società proponente, prese in considerazioni le richieste di integrazioni avanzate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e congiuntamente dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, si è ritenuto opportuno rivalutare il parco in progetto attuando sia una riduzione del numero di aerogeneratori, sia una delocalizzazione di alcuni di essi, al fine di minimizzare ulteriormente gli impatti e quindi rispondere adeguatamente alle richieste degli Enti.

In oltre il nuovo layout tiene conto delle osservazioni presentate, in sede di VIA, dalle società :

- Società Agricola Paolino e da Lapietra Sant'Agata Srl in data 09/05/2019 in relazione alla presenza di una centrale a Biomassa e alla presenza di un impianto eolico da 15 MW presentato dalla società Margherita che ha ottenuto A.U. ai sensi del D.Lgs.387/03 con D.D. n.28 del 27/02/2019;
- Società Simobile s.r.l. in data 19/04/2019 per la presenza in località Paolino di un progetto in fase avanzata di un impianto da fonte eolica composto da 11 aerogeneratori presentato dalla società Energy Wind;
- Società ATS Energia PE Sant'Agata s.r.l. in data 09/05/2019, per l'eventuale sovrapposizione con un loro impianto da fonte eolica composto da 19 aerogeneratori in fase di A.U. presso la Regione Puglia; per cui si è provveduto a rinunciare ad alcune torri previste nel progetto iniziale o alla delocalizzazione di altre torri.

In particolare il nuovo progetto prevede la soppressione delle seguenti torri: S01, S02, S04 ,S07, e lo spostamento delle torri S03, S06, S08, S10, S11.



Il progetto, così come proposto in questa revisione, prevede un impianto eolico composto da 7 aerogeneratori ognuno da 3,60 MW, per una potenza totale di 25,2 MW.

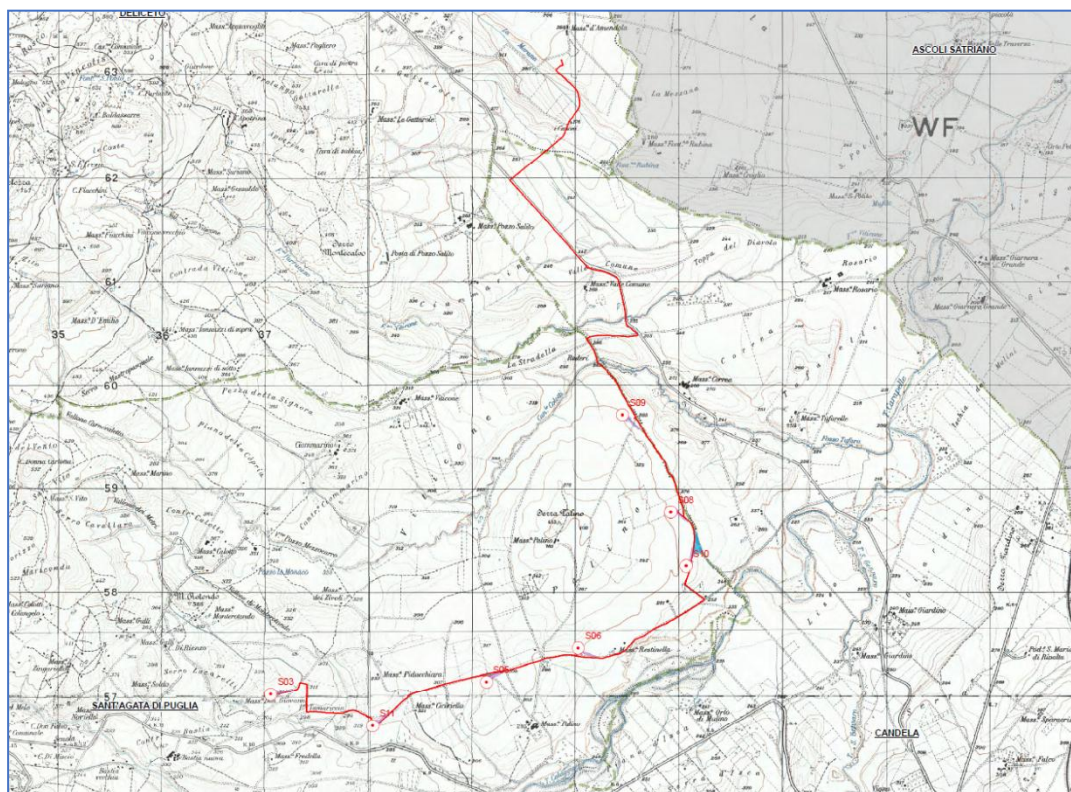


Figura 6 - inquadramento su IGM 1:25000

AEROGENERATORE	X (m)	Y (m)	H (m.s.l.m.)
S03	536991	4556835	318
S05	539069	4556951	306
S06	539958	4557278	299
S08	540850	4558589	292
S09	540387	4559531	299
S10	541000	4558069	289
S11	537973	4556530	303

L'impianto eolico, in virtù delle scelte operate in sede di progetto, con riferimento ai criteri di posizionamento delle macchine sul terreno (rispetto di opportune interdistanze tra le turbine), interiorizza misure di mitigazione paesaggistico – ambientale che sono certamente efficaci nel attenuare l'ineluttabile impatto estetico-percettivo che inevitabilmente scaturisce da tali realizzazioni.

La modesta occupazione permanente di suolo richiesta per l'installazione e l'esercizio dell'impianto, unitamente ai caratteri ecologici del contesto di intervento, caratterizzati da una marcata influenza antropica, sono tali da non determinare il rischio di ingenerare processi di sensibile deterioramento della qualità ecosistemica complessiva.

7. CARATTERISTICHE E LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

7.1. LOCALIZZAZIONE TERRITORIALE DELL'IMPIANTO

Il parco eolico in oggetto si sviluppa all'interno del territorio comunale di Sant'Agata di Puglia, nell'area a Est rispetto al centro abitato, in località "Viticone Palino, Serro Lucrelli, Monte Rotondo" su un'area estesa circa 40 Ha.



Figura 7 - inquadramento su ortofoto

Il parco eolico è circoscritto dalle seguenti strade provinciali :

- SP 101 - Quadrivio Candela - Sant'Agata - Accadia
- SP 102 - Quadrivio Candela - Deliceto
- SP 119 - Palazzo d'Ascoli - Bastia

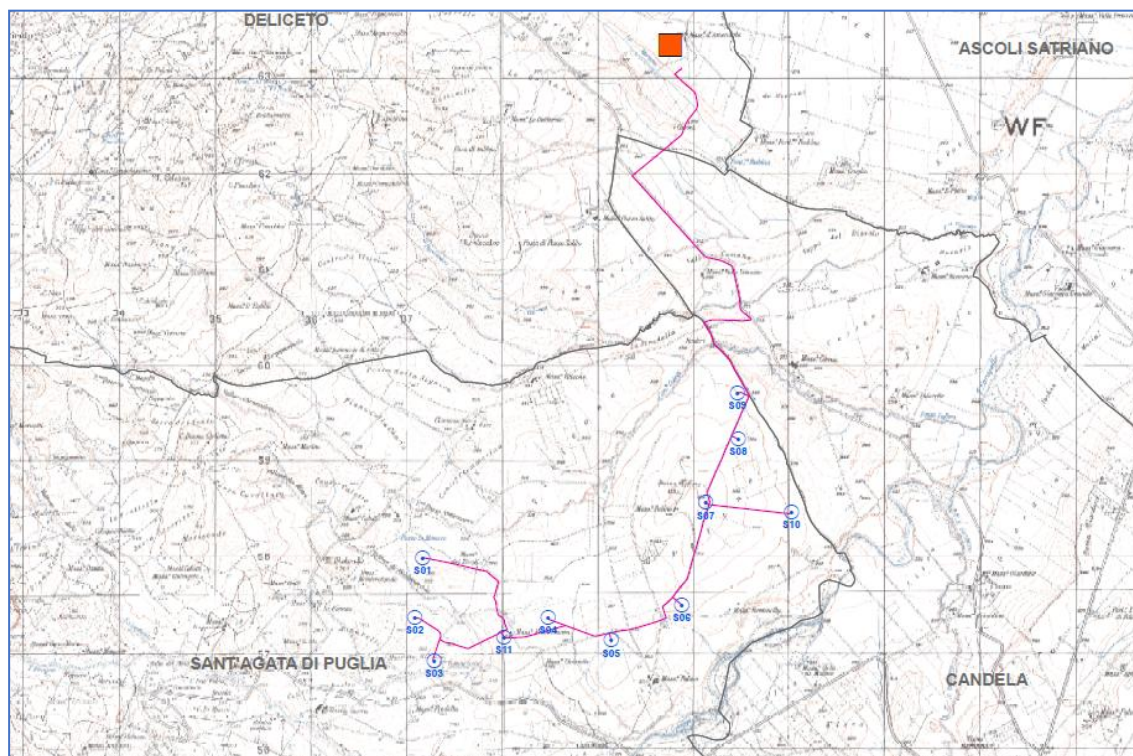


Figura 8 - Inquadramento su IGM

Il parco eolico dista circa 5,3 km dal comune di Sant'Agata di Puglia, 4,8 km dal comune di Candela, 6,7 km dal comune di Ascoli Satriano, 7,4 km dal comune di Deliceto e 6,3 km dal comune di Rocchetta Sant'Antonio.

Nell'area sono rilevabili le seguenti masserie :

- Masseria Ciommarino (distante circa 1300 m)
- Masseria Don Giovanni (distante circa 600 m)
- Masseria Bastia Nuova (distante circa 1300 m)
- Masseria Palino (distante circa 600 m)

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto eolico è posizionata parte su un altopiano e parte su un'area topograficamente più depressa.

Le linee tettoniche, attualmente, risultano inattive e sono il risultato, alquanto complesso, dei fenomeni distensivi che hanno interessato il basamento carbonatico dalla fine del Cretaceo fino al Pleistocene inf., generando una serie di alti strutturali (Horst) e di bacini (Graben), nei quali si sono depositate, in trasgressione, le sequenze sedimentarie quaternarie.

L'area rientra paesaggisticamente nell'ambito del Tavoliere, in un'area che si configura come l'involuppo di numerose piane alluvionali variamente estese e articolate in ripiani terrazzati, aventi altitudine media non superiore a 100 m s.l.m., separati fra loro da scarpate più o meno elevate

In generale la continuità di ripiani e scarpate è interrotta da ampie incisioni con fianchi ripidi e terrazzati percorse da corsi d'acqua di origine appenninica che confluiscono in estese piane alluvionali. Dal punto di vista

geologico, questo ambito è caratterizzato da depositi clastici poco cementati accumulatisi durante il Plio-Pleistocene sui settori ribassati dell'Avampaese apulo. In questa porzione di territorio regionale i sedimenti della serie plio-calabrianica si rinvengono fino ad una profondità variabile da 300 a 1.000 m sotto il piano campagna. L'area è interessata da una serie di corsi d'acqua e incisioni il cui regime idrologico è tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra a cui si associano brevi, ma intensi eventi di piena, soprattutto nel periodo autunnale e invernale. L'area è fortemente antropizzata con caratteri tipicamente rurali ad agricoltura intensiva e specializzata, in cui gli le aree naturali risultano molto frammentate e ridotte a piccolissime cellule di naturalità.

L'impianto eolico verrà realizzato in aree agricole, adibite a seminativo, prive di elementi di naturalità quali elementi arborei o arbustivi e comunque da vegetazione spontanea. L'adeguamento delle strade o la loro nuova realizzazione non prevede l'espanto di alberi o la modifica di eventuali muretti a secco.

L'impianto eolico previsto è costituito da 7 aerogeneratori di potenza nominale pari a 3.600 KW ciascuno.

L'area complessiva del Parco Eolico è di circa 40 ha, mentre l'area effettivamente occupata da strade, piazzali e sottostazione di consegna alla rete TERNA è di circa 8,0 ettari (poco più dell'5% dell'area complessiva dell'impianto).

La potenza elettrica nominale sviluppabile dall'Impianto Eolico sarà quindi pari a circa 25,20 MWe.

L'area non risulta gravata da vincoli.

7.2. VINCOLI AL POSIZIONAMENTO DEGLI AEROGENERATORI

In questa fase progettuale è stato necessario individuare la posizione esatta degli aerogeneratori. In tal senso sono stati considerati i vincoli presenti sul territorio, e la necessità di minimizzare l'impatto sull'ambiente circostante.

Sono stati considerati i seguenti vincoli:

- 1) Distanze minime da abitati, servizi e corsi fluviali
 - distanza dalle abitazioni;
 - distanza dalle strade;
 - distanza dai sottoservizi.
- 2) Disposizione degli aerogeneratori per un corretto funzionamento
 - disposizione degli aerogeneratori rispetto alla direzione del vento
 - distanza tra gli aerogeneratori (interferenza di scia con perdita d'efficienza);

7.2.1. Distanza dalle abitazioni

Per evitare problemi legati al rumore connesso al funzionamento dell'impianto ed ai campi magnetici legati al trasporto della corrente elettrica prodotta, la progettazione dell'impianto è stata effettuata in modo da risultare opportunamente distante dalle abitazioni.

Va sottolineato che per quel che concerne l'impatto acustico, il dato relativo alla distanza turbina/casa non è significativo se considerato in valore assoluto: quel che conta è il rispetto delle normative vigenti in merito alla emissione ed immissione di rumore.

Il comune di Sant'Agata di Puglia non è dotato di un Piano di Zonizzazione Acustica pertanto si considerano i limiti previsti dal D.P.C.M. del 1 Marzo 1991 che prevede all'art. 6 limiti diurni di 70 dB(A) e notturni 60 dB(A).

7.2.2.Distanza dalle strade

Relativamente a questo vincolo tutti gli aerogeneratori sono ubicati ad una distanza superiore ai 300 metri da tutte le strade presenti nella zona.

7.2.3.Distanza di rispetto sottoservizi

Sono stati effettuati dei sopralluoghi in modo da poter verificare la posizione dei sottoservizi.

L'area del parco non è interessata direttamente da attraversamenti tecnici di sorta.

Sulla base della cartografia reperita dagli Enti gestori delle principali reti e sottoservizi esistenti, della modalità stabilita per la connessione alla rete e del punto di consegna è stato possibile delineare il tracciato della rete elettrica del parco eolico ed è stato possibile individuare le zone di potenziale intersezione tra questi ultimi e la soluzione proposta per l'elettrodotto.

Lungo il percorso dei cavidotti sono riscontrabili alcuni punti di intersezione tra questo e le reti di sottoservizi. Nei punti di intersezione gli attraversamenti saranno realizzati con geometria ortogonale riducendo per quanto possibile i parallelismi fra le condutture allo scopo di minimizzare i fenomeni di induzione ed interferenza elettrica. Nei tratti di intersezione, ove necessario, verranno messi in protezione i sottoservizi interessati.

7.3. ULTERIORI CRITERI PER LA SCELTA DELLA POSIZIONE DEFINITIVA

Individuate le zone in cui sarebbe stato possibile installare gli aerogeneratori, è stata successivamente valutata la disponibilità dei proprietari delle aree ad accogliere l'impianto e l'indice di ventosità.

La posizione è stata scelta anche in funzione del fatto che a seguito dell'installazione della macchina si prevede di lasciare una congrua zona di rispetto attorno ad essa di dimensione pari alla dimensione presunta della platea della fondazione.

7.4. DISTANZE TRA GLI AEROGENERATORI

Il posizionamento definitivo delle turbine eoliche tiene conto delle direzioni di provenienza del vento con frequenza più elevata. E' infatti sulla base di questo dato, ottenuto dall'analisi dei dati del vento, che gli aerogeneratori vengono dislocati nel territorio, mantenendo tra di essi delle distanze minime per evitare effetti di disturbo reciproco. Le interferenze aerodinamiche tra le turbine sono l'effetto di schiera e l'effetto di scia, di seguito brevemente sintetizzati.

Si evidenzia, inoltre, che nella definizione del layout del presente progetto, al fine di evitare il cosiddetto effetto selva, è stata rispettata la distanza minima tra gli aerogeneratori di 3-5 diametri sulla stessa fila e 5-7 diametri su file parallele.

7.4.1.Effetto di schiera

L'azionamento della turbina eolica viene prodotto dal trasferimento al rotore di parte dell'energia cinetica del vento: questo comporta che a valle della turbina la velocità del vento avrà un valore minore di quello posseduto a monte; la turbina successiva lungo la direzione del vento avrà quindi a disposizione un minor apporto di energia cinetica eolica. La Figura illustra quanto detto.

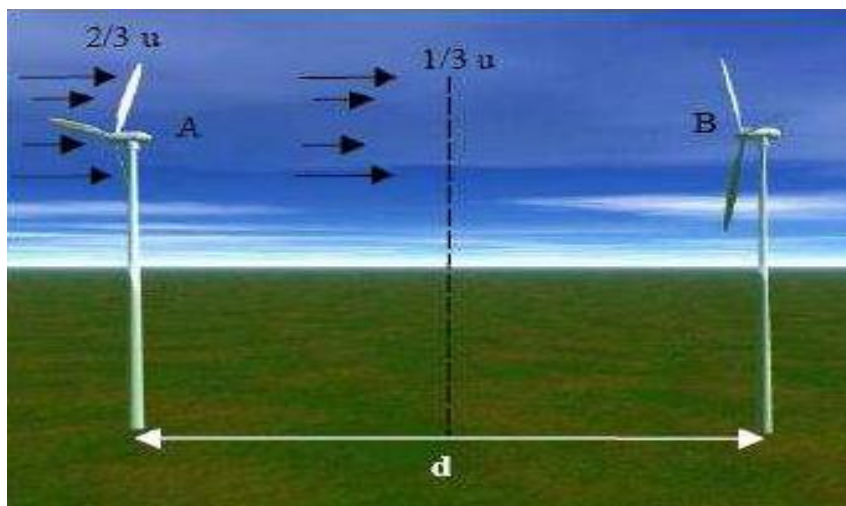


Figura 9 - Effetto di schiera

7.4.2. Effetto di scia

Le pale di una turbina sono sede di fenomeni vorticosi causati da differenze di pressione. Intorno alle pale si generano vortici a causa della differenza di pressione tra intradosso ed estradosso per cui una parte del flusso tende a ruotare intorno alla pala. Stesso fenomeno si instaura all'apice della pala, mentre nella zona centrale del mozzo viene a formarsi una scia. Tutti questi disturbi si propagano a valle della turbina prima di dissolversi all'interno di una distanza variabile definita di decadimento della scia.

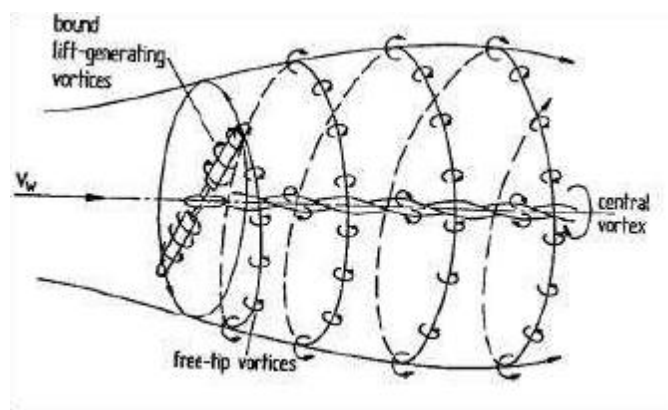


Figura 10 - Vortici e scia

Per attenuare le inefficienze prodotte dai disturbi illustrati è prassi ricorrere ad una distanza di 3-5 volte il diametro del rotore per gli aerogeneratori ubicati su di una linea perpendicolare alla direzione principale del vento; ad una di 5-7 volte il diametro del rotore se ubicati su di una linea parallela alla direzione principale del vento. Le distanze tra gli aerogeneratori del parco eolico sono riportate negli elaborati grafici allegati al progetto e sono tali da rispettare le indicazioni di cui sopra.

In tale ipotesi progettuale, pertanto, la connotazione e l'uso dei suoli attualmente esistente **non subirà significative trasformazioni.**

7.5. PRODUCIBILITÀ

Nel merito della valutazione dell'indice di ventosità e delle conseguenti determinazioni sulla producibilità specifica ci si è avvalsi della Ricerca di Sistema svolta dal C.E.S.I. - Università degli Studi di Genova (Dipartimento di Fisica) nell'ambito del Progetto ENERIN. L'obiettivo della valutazione è stato quello di verificare i seguenti aspetti:

valutare e confrontare le stime presunte con il limite minimo previsto dal Regolamento Regionale per quanto attiene alla ventosità delle aree dichiarate eleggibili (1.600 h/eq anno);

valutare la producibilità stimata in termini di effettivo interesse da parte delle aziende di settore.

La velocità del vento cresce, con l'aumentare della quota secondo la legge logaritmica.

In base ai rilevamenti effettuati nella zona interessata, desunti i valori di rugosità del terreno e valutata la classe di stabilità atmosferica di Pasquill-Gifford di appartenenza, si è stimato il valore medio annuo della velocità del vento alla quota di 111,5 m, cioè in corrispondenza del mozzo degli aerogeneratori.

Calcolo delle ore di funzionamento dell'impianto

Sulla scorta di banche dati esistenti, utilizzando, per rappresentare i dati di vento la funzione di distribuzione di Weibull in modo da descrivere in forma compatta la distribuzione di frequenza della velocità. La funzione a due parametri di Weibull è matematicamente espressa da:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right]$$

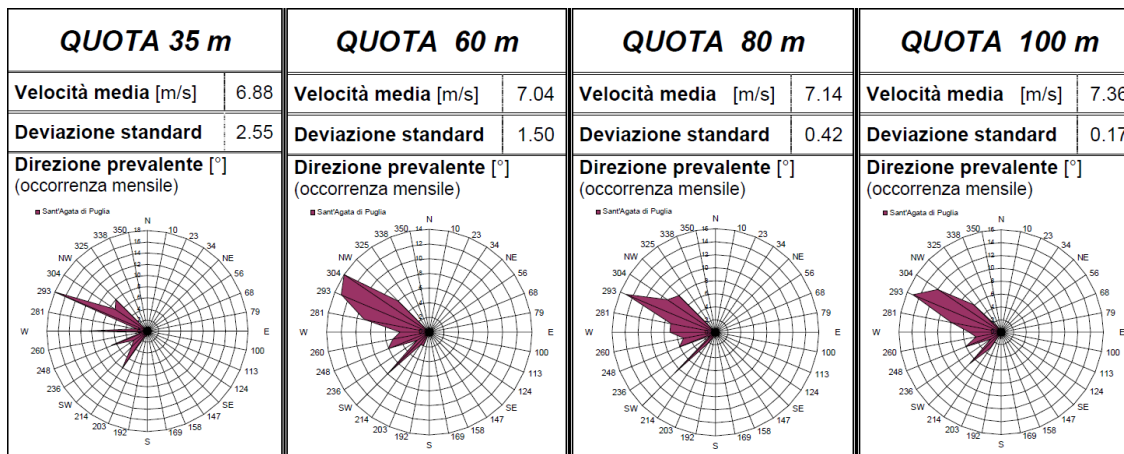
dove $f(u)$ è la frequenza di occorrenza della velocità u . A è il parametro di scala e k il parametro di forma, si ottiene sulla scorta dei dati a disposizione i seguenti andamenti nel dominio delle frequenze, della velocità del vento e della direzione di provenienza.

Le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il metodo WasP (Wind Atlas Analysis and Application Program) per il calcolo della produzione. Il programma utilizza i dati anemologici per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale modello del territorio, il programma valuta l'andamento della velocità media annua – e più in generale i parametri statistici della distribuzione della velocità media annua – in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo.

Pertanto il modello richiede i parametri del territorio quali, l'orografia, la rugosità ostacoli fisici al flusso e i parametri dinamici quali il campo di vento. I primi sono forniti sotto forma di modello territoriale i secondi sotto forma di distribuzione di Weibull.

7.5.1. Direzione prevalente del vento

La variabilità della direzione del vento è fortemente influenzata dalla micrometeorologia del sito. Siti posti a bassa quota e nei pressi di fasce costiere risentono delle brezze di mare e di brezze di terra locali, che generano una rosa dei venti molto meno articolata rispetto a siti posti a quote intermedie, dove le brezze di pendio e di valle inducono una variazione nella direzione del vento rilevante.



7.5.2. Densità dell'aria

La densità media dell'aria è stata stimata dalla quota media di installazione degli aerogeneratori e dalla temperatura media annua della area di intervento. Data una quota di 50 m sul livello del mare ed una temperatura di 15°C la densità è 1.221kg/m³.

7.5.3. Curva di potenza aerogeneratore

La turbina individuata per la costruzione dell'estensione del parco eolico di Sant'Agata di Puglia è la GE 3.6 - 137 della GE RENEWABLE ENERGY o similari, con potenza nominale di 3,60 MW ed altezza mozzo 111,5 m, diametro del rotore 137 m.

7.5.4. Modellazione rugosità

L'area individuata per l'installazione degli aerogeneratori è costituita da terreni destinati a coltivazioni di cereali. Le case sono sparse e di altezza inferiore ai 10 m. Per la classificazione del territorio si è fatto riferimento alla tabella seguente:

Terreno	Classe di Rugosità	Z ₀ [m]
- superfici d'acqua, superficie sabbiosa, nevosa, terreno nudo liscio, zone aeroportuali e stradali erba falciata	0	Da 10 ⁻⁴ a 10 ⁻²
- Zone di campagna con poche case sparse, alberi, case di campagna che consentono la vista dell'orizzonte	1	Da 3 · 10 ⁻² a 5 · 10 ⁻²
- Case che coprono la vista dell'orizzonte	2	Da 7 · 10 ⁻² a 10 ⁻¹
- Molti alberi e/o arbusti, fasce con effetto barriera, sobborghi	3	Da 3 · 10 ⁻¹ a 7 · 10 ⁻¹

7.5.5. Modellazione effetto scia

La quantificazione dell'effetto scia, riduzione della velocità in corrispondenza del mozzo della turbina posteriore ad un'altra rispetto alla direzione di provenienza del vento, è stato fatto utilizzando il modello Jensen. La costante di decadimento della velocità è stata selezionata al valore standard di 0.075m. Tale modello permette di calcolare l'efficienza del parco tenendo conto della sovrapposizione della singola scia.

7.5.6. Riepilogo delle perdite

Tipologie perdite	Origine	Perdita (%) $\Delta E/E$	Fattore correttivo delle perdite (Lfi)
Disponibilità (turbine)	Stima	2	0.98
Disponibilità (sottostazione e linee interne)	Stima	0.5	0.995
Disponibilità (Rete di distribuzione)	Stima	1	0.99
Elettriche (in bassa tensione)	Stima	0.5	0.995
Elettriche (nelle linee interne)	Stima	2	0.98
Turbolenza (influenza sulla curva di potenza)	Stima	0.5	0.995
Sporcamento pale (ghiaccio + degrado)	Stima	0.3	0.997
Controllo (isteresi per alta velocità)	Stima	0.6	0.994
Fermo per alta velocità	Calcolato	0	1
Fermo preventivo	Stima	0	1
Topografia	Stima	0	0.98
Wind Shear	Stima	2	1
Crescita degli alberi	Stima	0	1
Prodotto			0.9096

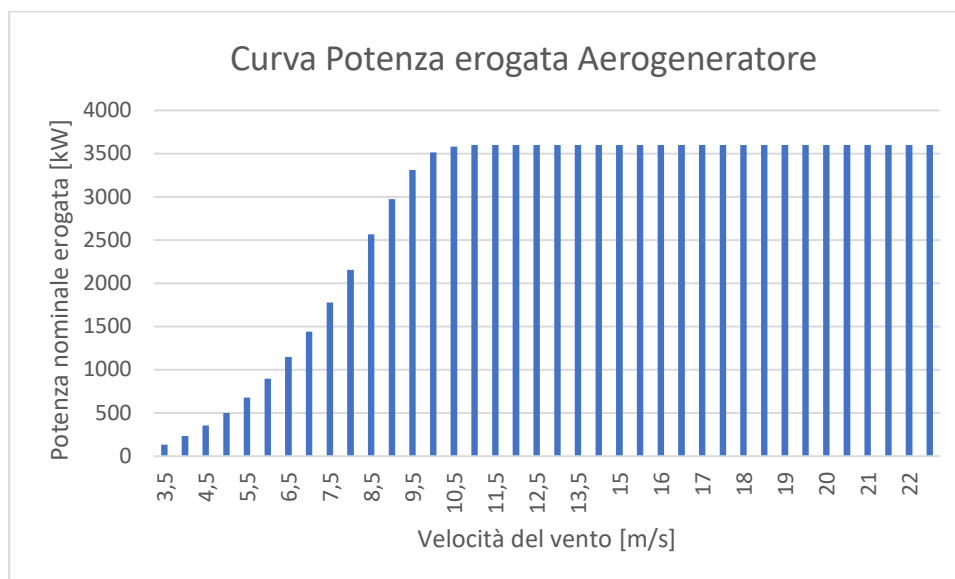
7.5.7. Produttività e calcolo delle ore equivalenti

La seguente sezione mostra il sommario dei risultati basati, sulle specifiche statistiche di Weibull, sui dati meteorologici, sui dati anemometrici. I calcoli sono stati eseguiti con i metodi in precedenza descritti tenendo in conto anche delle perdite.

N° Generatori Previsti	11
Potenza Nominale	3.60 MW
Altezza Torre	111,5 m

Diametro Rotore

137 m



I valori della potenza in uscita e del coefficiente di spinta garantiti dal costruttore in funzione della velocità media del vento all'altezza del mozzo e per una densità dell'aria pari a 1,225 Kg/m³ sono i seguenti:

Velocità del vento [m\ s]	Potenza [KW]	Coef. Spinta [Ct]	Velocità del vento [m\ s]	Potenza [KW]	Coef. Spinta [Ct]
3,5	133	0,882	13	3600	0,239
4	234	0,869	13,5	3600	0,214
4,5	354	0,880	14	3600	0,191
5	501	0,874	15	3600	0,154
5,5	679	0,868	15,5	3600	0,140
6	894	0,862	16	3600	0,127
6,5	1147	0,855	16,5	3600	0,117
7	1442	0,846	17	3600	0,106
7,5	1779	0,838	17,5	3600	0,098
8	2157	0,829	18	3600	0,091
8,5	2567	0,809	18,5	3600	0,085
9	2973	0,759	19	3600	0,078
9,5	3312	0,681	19,5	3600	0,072
10	3515	0,589	20	3600	0,068
10,5	3583	0,497	20,5	3600	0,064
11	3599	0,419	21	3600	0,059
11,5	3600	0,358	21,5	3600	0,056
12	3600	0,310	22	3600	0,053
12,5	3600	0,271	22,5	3600	0,050

Poiché la potenza estraibile da un flusso eolico è direttamente proporzionale alla densità dell'aria, nel caso in cui essa, nelle aree relative al sito in questione, si scosti dal suddetto valore standard è necessario correggere le curve di potenza e del coefficiente di spinta in riferimento alla densità realmente rilevata.

Il Valore della distribuzione della densità di Weibull così calcolato [$F(u) = 90,96 \%$], si traduce in un funzionamento annuo dell'impianto pari a:

In relazione alle caratteristiche degli aerogeneratori e dei dati anemometrici si prevede una produzione annua totale per il parco eolico, al netto delle perdite elettriche e dell'accuratezza delle stime anemologiche e anemometriche effettuate.

In funzione della velocità media annua stimata e in base alla resa dell'aerogeneratore previsto in progetto, si è desunta la produttività energetica media degli aerogeneratori, pari a **10.620 MWh/anno** con una probabilità del 50% di essere superata.

$$\frac{\text{Energia prodotta/anno}}{\text{Potenza Nominale Aerogeneratore}} = \frac{10.620}{3.6} = 2.950$$

Con i risultati ottenuti si è proceduto a valutare la produzione attesa annua sulla base del layout e del tipo di aerogeneratore ipotizzati.

Tale stima di produzione annua netta rappresenta la $P_{50\%}$, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua. Lo scarto quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato al precedente paragrafo. Sulla base di semplici considerazioni di carattere statistico siamo in grado di valutare il valore di $P_{75\%}$, vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno.

Viene di seguito riportata la tabella riepilogativa indicante per ogni singolo aerogeneratore la producibilità al netto delle perdite per effetto scia e la $P_{75\%}$ al netto delle perdite sistematiche e dei parametri di incertezza sopraelencati.

7.6. DESCRIZIONE DELLE OPERE

Dal punto di vista cartografico gli aerogeneratori sono collocati alle seguenti coordinate, espresse con sistema di riferimento WGS 84 UTM 33 Nord.

AEROGENERATORE	X (m)	Y (m)	H (m.s.l.m.)
S03	536991	4556835	318
S05	539069	4556951	306
S06	539958	4557278	299
S08	540850	4558589	292
S09	540387	4559531	299
S10	541000	4558069	289
S11	537973	4556530	303

Descrizione degli aerogeneratori

La rappresentazione schematica dell'aerogeneratore tipo, previsto nel presente progetto, è riprodotta nell'elaborato VWS-CIV-DIS-013, si tratta del modello GE 3.6 -137 della GE Renewable Energy o similari.

L'energia meccanica del rotore mosso dal vento è trasformata in energia elettrica dal generatore, tale energia viene trasportata in cavo sino al trasformatore MT/BT che trasforma il livello di tensione del generatore ad un livello di media tensione tipicamente pari a 30kV.

Il sistema di controllo dell'aerogeneratore consente alla macchina di effettuare in automatico la partenza e l'arresto della macchina in diverse condizioni di vento.

L'aerogeneratore eroga energia nella rete elettrica quando è presente in sito una velocità minima di vento (3 m/s) mentre viene arrestato per motivi di sicurezza per venti estremi superiori a 25 m/s.

Il sistema di controllo ottimizza costantemente la produzione attraverso i comandi di rotazione delle pale attorno al loro asse (controllo di passo) sia comandando la rotazione della navicella.

All'estremità dell'albero lento e all'esterno della navicella è fissato il rotore sul quale sono montate le pale.

La navicella è in grado di ruotare rispetto al sostegno allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento. Opportuni cavi convogliano al suolo l'energia elettrica prodotta.

La forma delle pale è disegnata in modo che il flusso dell'aria che le investe azioni il rotore.

L'aerogeneratore opera a seconda della forza del vento. Al di sotto di una certa velocità la macchina è incapace di partire; perché ci sia l'avviamento è necessario che la velocità raggiunga una soglia minima di inserimento, diversa da macchina a macchina (3 – 5 m/s). Ad elevate velocità (20 – 25 m/s) l'aerogeneratore è posto fuori servizio per motivi di sicurezza.

Ogni aerogeneratore è provvisto di sottostazione di trasformazione posta all'interno della torre.

Gli aerogeneratori impiegati nel parco eolico in oggetto saranno dotati di tutte le apparecchiature e circuiti di potenza nonché di comando, protezione, misura e supervisione. Il trasformatore BT/MT è collocato all'interno della navicella o della torre.

A livello macroscopico e funzionale, un aerogeneratore è composto da 4 elementi fondamentali: rotore, navicella, torre e fondazioni.

Nel dettaglio invece, un aerogeneratore è composto da molte componenti, tra cui:

- rotore;
- navicella;
- albero primario;
- moltiplicatore;
- generatore;
- trasformatore BT/MT e quadri elettrici;
- sistema di raffreddamento e di filtraggio;
- sistema di frenatura;
- sistema idraulico;
- sistema di orientamento;
- torre e fondamenta;
- sistema di controllo;
- protezione dai fulmini.

Rotore

Il rotore è costituito da tre pale, un mozzo e l'azionamento per regolare l'angolo d'orientamento delle pale (Controllo di Passo). Le pale sono tipicamente costituite da fibre composite a base di vetroresina rinforzata.

Il sistema di controllo di passo è un particolare dispositivo che permette la rotazione delle pale in maniera tale da consentirne un adattamento ottimale in funzione del vento. In particolare, per la fase di frenatura le pale sono ruotate di 90° rispetto al proprio asse, il che genera una resistenza all'aria altissima, che induce alla frenatura del rotore (freno aerodinamico).

Ciascuna pala è dotata, di un sistema di protezione antifulmine, munito di ricettore che convoglia l'energia verso il circuito di messa a terra della macchina al fine di salvaguardare la sicurezza e lo stato delle apparecchiature.

Navicella

La navicella è costituita da una struttura principale in ghisa e da un involucro in vetroresina di alta qualità (GRP).

La forma particolare della navicella e la posizione dello scambiatore nella sezione superiore della turbina contribuiscono alla generazione di un flusso di aria che viene sfruttato per il raffreddamento.

All'interno della navicella è installato un argano di servizio, utilizzato per sollevare strumenti o materiali.

Albero primario

Il gruppo meccanico azionante è formato dall'albero rotore, dal moltiplicatore connesso tramite un adeguato accoppiamento meccanico al generatore.

Il mozzo viene collegato ad un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato al moltiplicatore di giri da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare tipica del generatore. Sull'albero veloce è posizionato il freno meccanico.

Moltiplicatore

Il moltiplicatore costituito da diversi stadi è tipicamente costituito da ruote epicicloidali e ruote dentate cilindriche. Il moltiplicatore è fornito di un sistema di raffreddamento; la temperatura dei cuscinetti e dell'olio è costantemente monitorata da sensori facenti capo al sistema di controllo

Generatore

Il generatore è concepito quale macchina tipicamente asincrona a rotore avvolto con terminali accessibili.

La potenza nominale massima di ciascun generatore sarà pari a 3.60 MW.

Il generatore è mantenuto nel suo range ottimale di temperatura attraverso un circuito dedicato di raffreddamento.

Trasformatore BT/MT e quadri elettrici

All'interno della navicella o della torre di ogni aerogeneratore è presente un trasformatore MT/BT che ha il compito di trasformare la tensione del generatore al livello tipico di 30 kV.

All'interno della torre sono inoltre presenti il quadro MT di manovra, il quadro di controllo, il quadro di conversione e il quadro BT degli ausiliari.

Dal quadro di media tensione si dipartiranno i cavi di potenza che andranno a collegare le varie macchine tra loro.

Sistema di frenatura

Oltre alla regolazione di passo sull'albero veloce, tra moltiplicatore e generatore, è stato montato un freno idraulico a dischi, il quale interviene tipicamente solo nei casi di spegnimenti di sicurezza durante le fermate di emergenza.

Il sistema di controllo delle macchine gestisce le frenature della macchina in maniera tale da non sollecitare meccanicamente la componentistica di macchina.

Sistema idraulico

Il sistema idraulico fornisce la pressione dell'olio per le operazioni di frenatura del sistema di orientamento e frenatura del rotore.

Dispositivo di orientamento del timone di direzione

La direzione del vento è continuamente monitorata da due anemometri collocati sul tetto della navicella. a seguito di un cambiamento di direzione del vento il sistema di controllo effettua la rotazione della navicella; la navicella è infatti collegata alla torre mediante un giunto rotante a sfere e può essere spostata mediante motoriduttori.

Torre e fondazioni

La torre ha un'altezza massima al mozzo di $\approx 111,5$ m ed ha una struttura conica tubolare.

La torre è costituita da diversi tronconi collegati tra loro durante la fase di montaggio della macchina in sito.

All'interno della torre sono presenti dispositivi di sicurezza a norma di legge (illuminazione normale e di emergenza, cartelli monitori, pedane di sosta, ecc).

Sistema di controllo

Il sistema di controllo esegue diverse funzioni:

il controllo della potenza elettrica erogata, che può essere eseguito ruotando le pale intorno all'asse principale in maniera da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento, oppure in termini costruttivi, tramite la scelta di un opportuno profilo delle pale;

il controllo della posizione della navicella, detto controllo dell'imbardata, che serve ad inseguire la direzione del vento, ma che può essere anche utilizzato per il controllo della potenza;

l'avviamento ed arresto automatico della macchina a seconda dell'intensità del vento;

Protezione antifulmine

Gli aerogeneratori sono dotati di sistemi antifulmine tali da scaricare a terra i fulmini, al fine di salvaguardare la sicurezza e mantenere per quanto possibile l'integrità di tutti i componenti della macchina.

Il sistema di messa a terra della macchina sarà conforme alla normativa vigente.

Dati tecnici

Di seguito si riportano in forma tabellare i dati tecnici dell'Aerogeneratore in progetto

Turbine	3.6-137
Rated output [MW]	3.60
Rotor diameter [m]	137
Number of blades	3
Swept area [m²]	14741
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	82.0
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 units measured at 60 ° per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss Units measured at 60 ° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7035); gloss matte

Minor livello del rumore

I livelli di rumore sono tuttora materia di importanza cruciale nella definizione del sito di installazione più idoneo delle turbine, soprattutto in aree molto popolate con modeste velocità del vento.

E' chiaramente dimostrato che il livello di rumore è tanto più basso quanto minore è la velocità di rotazione del rotore.

Infatti ad una velocità del vento di 3 m/s corrisponde un livello di rumore pari a circa 7 dB(A) inferiore rispetto a quello prodotto ad 8 m/s.

Wind Energy Sant Agata Srl Via Caravaggio, 125 65125 – Pescara windsantagatasrl@legpec.it	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)	Nome del file: VWS-AMB-REL-031_02
---	--	---

Confrontata con altri livelli di rumore, la riduzione può raggiungere i 10 dB(A). E' importante notare che, in questo contesto, il decremento di 3 dB(A) corrisponde ad un abbattimento del livello di rumore pari al 50%.

8. OPERE CIVILI ED INDUSTRIALI

Le opere civili previste consistono essenzialmente nella realizzazione di:

- spianamento del terreno in quota;
- fondazioni delle torri degli aerogeneratori;
- viabilità interna,
- piazzole delle macchine;
- viabilità interna, tale da consentire il collegamento di ciascuna delle postazioni con la viabilità principale.

8.2. FONDAZIONI

In base ai valori delle sollecitazioni statiche e dinamiche a terra tipiche degli aerogeneratori installati ed alle caratteristiche geologiche dei terreni saranno effettuati i dimensionamenti tipo delle fondazioni.

Si tratta di fondazioni costituite da plinti in calcestruzzo armato di idonee dimensioni poggianti, eventualmente, a seconda della natura del terreno, su cui ogni singola torre dovrà sorgere, sopra una serie di pali la cui profondità varierà in funzione delle caratteristiche geotecniche del sito. A tali plinti verrà collegato il concio di fondazione in acciaio delle torri.

Al fine di permettere al momento di dismissione dell'impianto il ripristino ambientale, la faccia superiore della platea di fondazione in calcestruzzo sarà posizionata al disotto del piano di campagna.

8.3. VIABILITÀ

La viabilità da realizzare consiste in una serie di strade interne al fine di raggiungere agevolmente tutte le piazzole in cui verranno collocati gli aerogeneratori.

Dette strade, la cui larghezza sarà tipicamente di 5 m, ad eccezione dei raccordi tra le strade, che saranno dimensionati per il passaggio del mezzo che trasporterà i componenti degli aerogeneratori, verranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente del sito, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra. Le acque meteoriche non assorbite dalla superficie e convogliate dalle cunette laterali dei piazzali e delle strade verranno tipicamente convogliate ed indirizzate verso l'impluvio naturale esistente.

Tali tipologie di strade sono prettamente piste di cantiere, utilizzate per l'accesso dei mezzi utili al montaggio degli aerogeneratori. Allo stesso modo sono da considerarsi come piste di cantiere anche i raccordi stradali, che tengono conto dei raggi di curvatura dei mezzi di trasporto.

Il corpo della pista, sia di cantiere che di esercizio, così come la porzione della piazzola adibita allo stazionamento dei mezzi di sollevamento durante l'installazione, sarà realizzato con fondazione in terreno stabilizzato a calce dello spessore da 40 a 60 cm più 10 cm di misto granulometrico stabilizzato, posato su geotessile, e compattato fino a raggiungere in ogni punto un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHO modificata ed un valore del modulo di deformazione non minore di 400 Kg/mq.

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	Pagina 59 di 69
---	---	-----------------

Al termine della fase di realizzazione dell'impianto le piste di cantiere saranno dismesse e sarà ripristinato lo stato ante-operam. La viabilità di cantiere che sarà utilizzata anche in fase di esercizio, sarà ridimensionata, ove necessario, alla larghezza di 3 metri, per permettere ai mezzi di servizio l'accesso alle torri.

La viabilità di esercizio garantirà l'accesso alle torri, avrà larghezza di 3 metri e sarà realizzata con fondazione in terreno stabilizzato a calce dello spessore da 40 a 60 cm più 10 cm di misto granulometrico stabilizzato. Il percorso seguirà fondamentalmente quello del cavidotto.

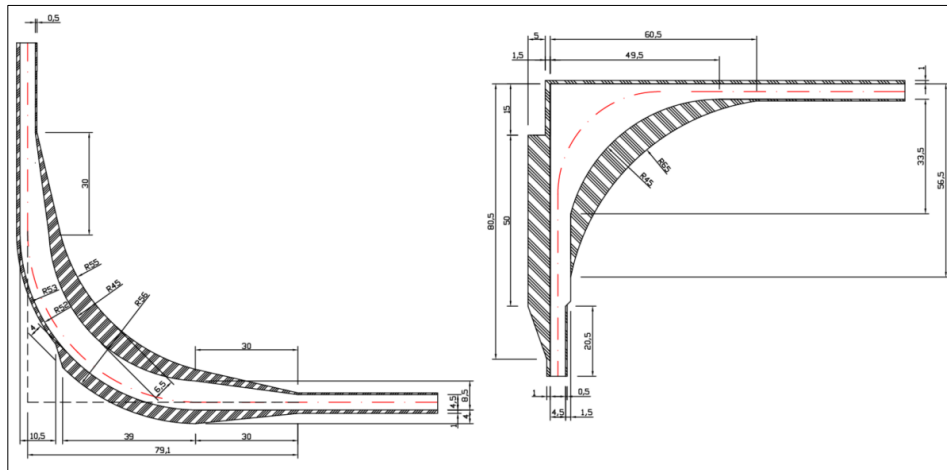


Figura 11 - Particolare realizzazione raccordo strade

Sarà realizzato in fine un raccordo stradale temporaneo della superficie di circa 75 m² per permettere l'accesso ai mezzi di trasporto degli aerogeneratori verso le torri S08 e S09 ed S10. Tale raccordo sarà dismesso al termine delle operazioni di realizzazione dell'impianto



Figura 12 - raccordo temporaneo per l'accesso alle torri S08- S09- S10

8.3.1. Pendenza

In particolare le strade di accesso devono possedere i requisiti per il passaggio dei veicoli sotto descritti: e potranno avere una pendenza massima di 14%, corrispondente a circa 8°, in fase di progetto si sono previste strade con una pendenza massima del 12%.

Per la realizzazione della piazzole invece la superficie non può essere superiore del 2-3%.

8.3.2. Piazzole di montaggio

In corrispondenza di ogni aerogeneratore saranno realizzate delle piazzole di servizio per il posizionamento della gru di sollevamento e montaggio dell'aerogeneratore delle dimensioni circa 50 m x 25 m. Tali piazzole verranno utilizzate solo in fase di montaggio e quindi restituite al precedente uso, dopo aver ripristinato lo stato dei luoghi mantenendo comunque la necessaria viabilità di servizio attorno a ciascuna macchina per l'esercizio e la manutenzione del parco.

8.3.3. Regimazione acque

Le acque meteoriche non assorbite dalla superficie e convogliate dalle cunette laterali dei piazzali e delle strade verranno opportunamente convogliate ed indirizzate verso l'impluvio naturale esistente.

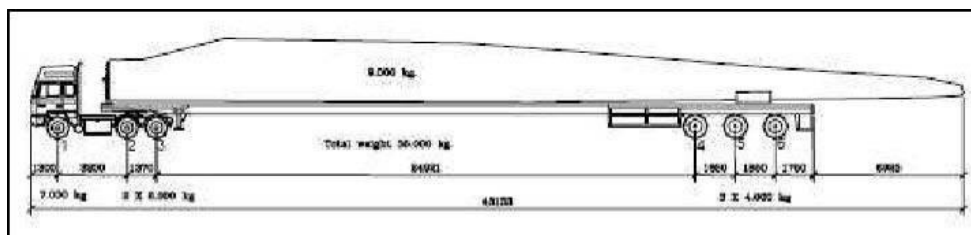
Inoltre la scelta di utilizzare pietrisco, macadam o simile, per la pavimentazione dei tracciati garantisce la conservazione del regime di infiltrazione delle acque meteoriche, ovviando in tal modo ai problemi di drenaggio delle precipitazioni.

8.4. TRASPORTO ED INSTALLAZIONE

Trattandosi di zona pianeggiante ed agricolo la viabilità quando non esistente è di semplice realizzazione, e le infrastrutture presenti non dovrebbero necessitare di lavori di adeguamento. Nel caso in cui, la viabilità in progetto non fosse realizzata, in tutto o in parte, al momento dell'installazione delle apparecchiature, il soggetto promotore provvederà a realizzare la viabilità di accesso ai siti delle installazioni; tali piste avranno il corpo stradale con caratteristiche (spessori e tipologia materiali) previste dai progetti.

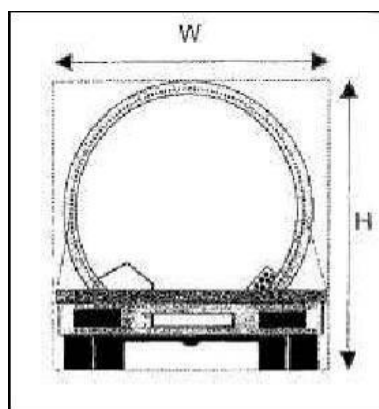
8.4.1. Modalità di trasporto

La velocità di trasporto dei principali componenti delle turbine eoliche (sezioni della torre, navicella, pale, etc.) è di 5-10 km/h. Il peso totale al momento del trasporto del componente più pesante sarà di circa 145 t (consegna della navicella) mentre la capacità di carico per asse non sarà superiore a 15 ton per asse. Dovrà esser garantito il passaggio ad autoarticolati di lunghezza fino a 40-50 m (trasporto delle pale e dell'ultima sezione della torre) .



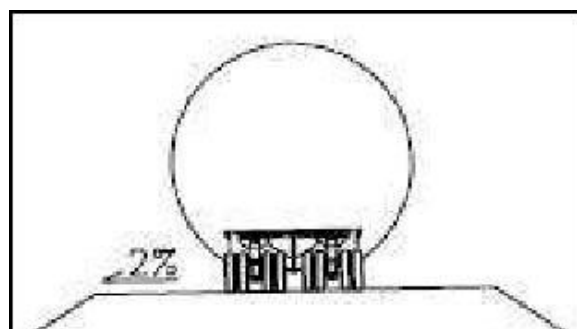
Dimensioni autoarticolato

Inoltre tutte le strade d'accesso dovranno prevedere una larghezza minima di 5 m ; sarà necessario verificare che la stessa misura venga rispettata in direzione ortogonale al percorso in modo da salvaguardare la presenza di rami, linee elettriche e telefoniche. Facendo riferimento alla Figura sottostante si ha $W = 5$ m ed $H = 5$ m.



Larghezza minima da rispettare in direzione ortogonale al percorso

Per quel che riguarda il raggio di curvatura longitudinale della strada questo dovrà avere un valore minimo di 500 m sia nel caso concavo che convesso. Il raggio di curvatura trasversale minimo previsto è di 25 metri circa. Il gradiente longitudinale massimo raccomandato è pari al 6%: questo valore può essere aumentato al 10 – 12% nel caso vengano utilizzate motrici trainanti di maggiore potenza di quelle fornite per il trasporto. Infine il valore del gradiente trasversale è pari ad un massimo del 2%.



Massima pendenza trasversale

8.4.2. Installazione

La turbina prescelta richiede una serie di spazi per il montaggio, manutenzione e smantellamento dell'impianto; tali aree, per le cui misure si rimanda ai specifici allegati, non sono di rispetto assoluto, nel senso che per esse è solo richiesto che siano liberabili all'occorrenza e quindi che non ospitino costruzioni permanenti. Nelle figure sottostanti vengono mostrati gli spazi caratteristici necessari all'installazione degli aerogeneratori.

Il montaggio degli aerogeneratori avverrà secondo schemi prestabiliti e collaudati da numerose esperienze analoghe servendosi di due gru che vengono collocate nelle piazzole riservate all'assemblaggio.

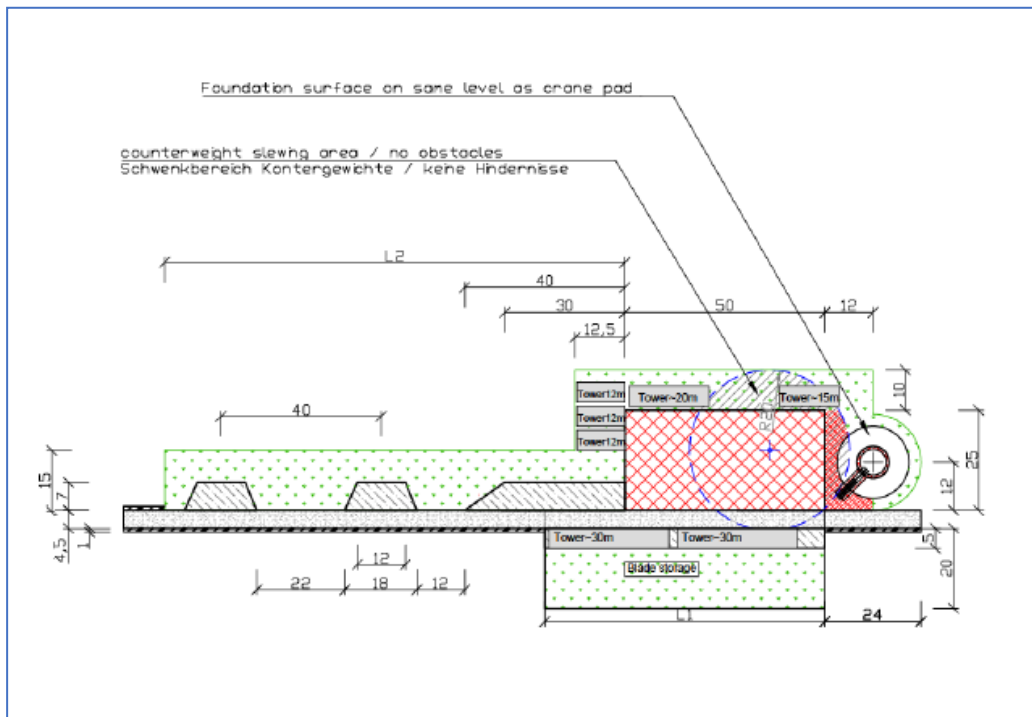


Figura 13 - Piazzola di montaggio

Le fasi principali possono essere riassunte nei seguenti punti:

- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla fondazione della parte inferiore della torre;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla parte inferiore della torre dei tronconi intermedi;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla parte intermedia della torre del troncone di sommità;
- sollevamento della navicella e fissaggio alla parte sommitale della torre;
- assemblaggio del rotore ai piedi della torre;
- sollevamento e fissaggio del rotore alla navicella;
- realizzazione dei collegamenti elettrici e delle fibre ottiche per il funzionamento ed il controllo delle apparecchiature.

Tutte le fasi di montaggio dei componenti gli aerogeneratori necessitano di spazi di manovra orizzontali e la presenza in cantiere di due gru. La prima di dimensioni contenute si rende necessaria sia nella prima fase di scarico dei vari componenti dai mezzi di trasporto alle piazzole di assemblaggio sia nella fase di sollevamento dei tre tronchi componenti la torre sia in quella di sollevamento del rotore.

Per queste operazioni infatti collabora con una seconda gru per mantenere stabili i componenti durante il sollevamento evitandone oscillazioni e per impedire danneggiamenti degli stessi nel primo distacco da terra. Tale seconda gru ha come vincolo operativo la necessità di essere collocata ad una distanza non superiore a 12 m dal centro del posizionamento del pilone. Infine, tutte le operazioni di trasporto e montaggio degli aerogeneratori sono state congegnate in modo tale da far sovrapporre l'ultima fase di montaggio di una torre con la prima del trasporto della successiva, ottimizzando così i tempi per la realizzazione dell'intero impianto. La Tabella riporta il programma generale di realizzazione (cronoprogramma) dell'impianto eolico in senso stretto, elaborato sulla base dei principi di cui sopra.

FASE	settimana																																																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43							
allestimento cantiere	■	■																																																
realizzazione viabilità di servizio	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
scavi e fondazioni aerogeneratori																																																		
predisposizione piazzole																																																		
realizzazione cavidotti interrati																																																		
trasporto aerogeneratori																																																		
installazione aerogeneratori																																																		
prove funzionali e avviamento																																																		
completamento opere civili																																																		
smobilizzo cantiere																																																		

8.5. LAVORI DI DEMOLIZIONE NECESSARI

La progettazione dell'impianto, in particolare relativa alla definizione delle piste di accesso, ha privilegiato la scelta di viabilità esistente o l'adeguamento della stessa, senza prevedere opere di demolizione di strutture (muretti a secco, rotatorie, viabilità esistente, opere murarie o di contenimento). Anche la realizzazione delle nuove piste non prevede opere di demolizione, così come l'eventuale realizzazione di viabilità o piazzole temporanee non prevede in alcun modo la demolizione di alcune struttura esistente, ma verrà terminato il loro utilizzo, si prevede il ripristinato dell'area nelle condizioni "ante operam".

8.6. IMPIANTISTICA

Le opere impiantistiche riguardano:
collegamenti elettrici in MT tra i singoli aerogeneratori e la cabina di impianto;
la stazione di trasformazione MT/ATAT/MT;

8.6.1. Reti elettriche interne (Cavidotti)

Gli aerogeneratori sono elettricamente suddivisi in gruppi funzionali denominati sottocampi. All'interno di ciascun sottocampo gli aerogeneratori sono connessi tra loro mediante una connessione in entra-esce. I cavi terminali di potenza dei vari sottocampi sono quindi convogliati al quadro generale di media tensione collocato all'interno del locale sito nella stazione elettrica.

Da ogni generatore partirà un cavo opportunamente dimensionato che, attraverso un pozzetto di ispezione e manovra, si immetterà nella rete principale a M.T. Tale ultima rete porterà l'energia prodotta alla cabina d'impianto (Stazione di trasformazione in aria MT/AT).

La rete di distribuzione in Media Tensione sarà realizzata secondo uno schema radiale con linea principale e linee in derivazione provenienti da ogni generatore.

I cavi saranno prevalentemente posati ad una profondità minima di 1,0 m e circondati da uno strato di sabbia argillosa. I cavidotti seguiranno percorsi interrati lungo la viabilità interna o esistente.

Gli scavi saranno ripristinati con riempimento di terreno granulare e successivamente chiusi con terreno vegetale.

Saranno infine posizionati pozzetti prefabbricati di ispezione in CLS, per la manutenzione della rete elettrica, in cui collocare le giunzioni dei cavi e i picchetti di terra.

8.6.2. Reti elettriche esistenti

Per l'eventuale presenza nel parco di linee aeree di MT e BT si procederà all'interramento delle stesse ad opera e spese del proponente del progetto. Il punto di interramento con le modalità di esecuzione dell'opera, sarà concordato con il gestore rete nazionale.

8.6.3. Attraversamenti stradali e ferroviari

Gli attraversamenti di strade provinciali, nell'area di pertinenza del sito, ad opera di cavidotti interni per il collegamento delle torri e/o collegamento delle stesse con la sottostazione, saranno realizzati con l'uso della "Trivellazione Orizzontale Controllata"; gli altri cavidotti saranno opportunamente interrati ad una profondità minima di 1,0 m. La linea di attraversamento avrà un angolo di attacco con la sede ferroviaria e/o stradale di 90°.

8.6.4. Descrizione del sistema elettrico del parco eolico

Ogni aerogeneratore fornisce energia elettrica alla tensione 690 kV, che viene poi elevata a 30 kV prima del trasporto, in un centro di trasformazione ubicato nella cabina di macchina esistente alla base dell'aerogeneratore collocato all'interno della torre stessa.

La sottostazione raccolta ha la funzione di "raccogliere" l'energia proveniente dal parco e di trasmettere, per mezzo di opportuni cavidotti interrati, l'energia fino alla sottostazione di collegamento, dove avverrà la trasformazione a 150 kV ed il collegamento alla Rete di Trasformazione Nazionale. Gli aerogeneratori, in numero di 3 e in un caso 4 e in uno singolo, saranno collegati in serie e successivamente collegati con la sottostazione di raccolta del parco alla tensione di 30 kV.

Tale collegamento sarà realizzato con cavi di media tensione posati in cavidotto interrato che, partendo dal primo aerogeneratore, arriveranno al successivo, si raccorderanno con esso e così via fino all'ultimo gruppo che sarà collegato direttamente alla sottostazione di raccolta di campo.

Successivamente la barra di parallelo sarà collegata tramite scomparti di protezione alla seconda parte del cavidotto di parco che congiungerà la sottostazione di raccolta di campo con la sottostazione di collegamento, trasferendo l'energia alla tensione di 30 kV. Tale collegamento sarà realizzato con le stesse modalità del

precedente e conetterà l'impianto eolico al quadro di media tensione nella sottostazione 30/150 kV in località Camerelle. Per questa tratta verrà posato un conduttore di riserva con le stesse caratteristiche di quelli utilizzati per le fasi, allo scopo di permettere la sostituzione di una delle fasi in caso di danneggiamento.

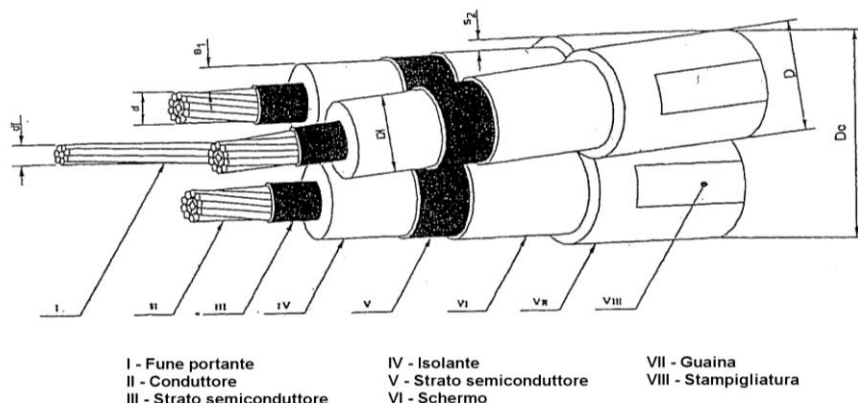
Sarà inoltre presente un cavidotto per i cavi di segnale a servizio del sistema di controllo del parco.

I percorsi dei cavi saranno posizionati principalmente lungo il margine delle strade interne ed esterne al parco, pur rimanendo valido il principio che dovrà essere minimizzato il percorso al fine di ridurre la lunghezza dei cavi impiegati e le perdite di energia lungo i medesimi. Sarà scopo del progetto esecutivo definire in maniera più dettagliata il percorso dei cavi.

I cavi MT utilizzati per le linee elettriche interrato, per il collegamento tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta e tra quest'ultima e la stazione elettrica, saranno del tipo pre-cordato ad elica visibile o "trifoglio", adatti a posa interrata, con conduttore in Al, isolamento XLPE, schermo in tubo Al, guaina in PE.

I cavi previsti sono destinati a sistemi elettrici di distribuzione con $U_0/U=18/30$ kV e tensione massima $U_m=36$ kV, sigla di designazione ARE4H5E(X).

La stessa tipologia di cavi sarà utilizzata per i collegamenti MT tra quadri e trafo all'interno dell'aerogeneratore



e tra quadri e trasformatore AT/MT all'interno della stazione elettrica di trasformazione della RTN.

Figura 14 - Esempio di cavo

Le sezioni dei cavi scelti per le diverse parti di impianto sono riportate sugli elaborati grafici, hanno natura indicativa e dovranno essere verificati in sede di progetto esecutivo.

Per il dimensionamento dei cavi non è stato possibile tenere conto delle effettive caratteristiche del terreno, informazione necessaria in sede di progetto esecutivo.

Le tubazioni a servizio dei cavi di potenza e di segnale saranno in polietilene alta densità a doppia parete, conformi alle Norme CEI EN 50086-1-2-4, CEI 23-46 e MARCHIO IMQ.

Le tubazioni saranno composte da 2 pareti coestruse, per conferire una maggiore resistenza allo schiacciamento e per facilitare l'introduzione e lo scorrimento dei cavi.

La tipologia di posa dei cavi dovrà essere curata in modo che possa essere assicurata una netta separazione tra i cavi di potenza e quelli dedicati alla trasmissione di segnali e comandi. Prima della messa in servizio dovranno essere eseguite le prove di isolamento prescritte dalla Norma CEI 11-7.

La sottostazione di raccolta del parco ha la funzione di raccogliere l'energia proveniente dai diversi sottoparchi e di trasmetterla alla tensione di 30 kV fino alla sottostazione di collegamento.

La sottostazione sarà formata da:

- o delle sezioni di arrivo
- o una sezione di congiunzione
- o due sezioni di partenza
- o una sezione di rifasamento

La sottostazione sarà inoltre provvista di una sezione ausiliaria composta da uno scomparto di protezione e da un trasformatore per la alimentazione dei servizi ausiliari.

COLLEGAMENTI IMPIANTO EOLICO		SEZIONE CONDUTTORE [mm ²]	MATERIALE CONDUTTORE	LUNGHEZZA [m]
SOTTOCAMPO 1	S03 – S11	185	Al	1.450
	S11 – S05	185	Al	1.380
	S05 - CAB	400	Al	4.450
SOTTOCAMPO 2	S06 – S10	185	Al	2.000
	S10 – S08	185	Al	720
	S08 - CAB	400	Al	1.280
	S09 – CAB	185	Al	150
	CAB - SE	630	Al	5.100

Figura 15 - collegamenti MT, sezione e materiale dei conduttori

8.6.5. Stazione di trasformazione AT/MT 150/30 kV

La sottostazione di consegna sarà realizzata nelle immediate vicinanze della SE 150 kV di TERNA SpA denominata "Deliceto".

Nella parte auto-produttore saranno realizzate all'aperto tutte le opere civili ed elettromeccaniche di sostegno delle apparecchiature elettriche, quali sezionatori, interruttori, TA, TV, scaricatori, trasformatore, mentre saranno realizzati dei manufatti, di cui uno adibito al locale Misure per le contabilizzazione dell'energia prodotta dalla centrale elettrica da fonte eolica, e l'altro diviso in più locali sarà adibito a sala quadri, sala comando, sala servizi ausiliari, banchi di rifasamento, il tutto dimensionato come dai grafici progettuali.

Nella parte TERNA/GRTN saranno realizzate tutte le opere civili ed elettromeccaniche di sostegno delle apparecchiature elettriche necessarie al prelievo dell'energia dall'autoproduttore e al trasferimento della stessa alla linea elettrica 380 KV esistente.

Saranno inoltre realizzati dei manufatti dove troveranno posto la sala quadro e la sala comandi lato TERNA per le apparecchiature sia a 150 KV che a 380 KV.

Tutta l'area interessata dalla sottostazione sarà recintata con muro e paletti prefabbricati in c.a. dell'altezza complessiva pari a 2.50 m.

8.6.6. Messa a terra

Ciascun aerogeneratore sarà connesso a terra mediante una propria maglia dedicata, gli aerogeneratori saranno quindi collegati a terra tra loro per formare una unica maglia di terra di impianto.

L'impianto di terra sarà costituito dalle seguenti parti:

nn dispersore lineare di collegamento equipotenziale di tutte le macchine;

rete di terra per la cabina d'impianto e la stazione di trasformazione.

Per integrare e quindi migliorare le capacità disperdenti, il dispersore dovrà essere interconnesso in più punti anche con le armature dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, con riferimento alla normativa ed alla tipologia d'impianto. In particolare, tutti i cavi equipotenziali dei componenti della turbina eolica, conduttori elettrici sono muniti di sistema di messa a terra. Questo ultimo è parte fondamentale del sistema antifulmine.

8.7. CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO

Ogni componente dell'aerogeneratore è stato progettato per garantire un corretto funzionamento per un tempo minimo di venti anni. Effettuando una corretta e regolare manutenzione è possibile estendere tranquillamente la vita utile della macchina oltre i trent'anni.

In genere per il primo anno successivo all'installazione vengono previsti tre interventi programmati di manutenzione, mentre dal secondo anno il numero viene ridotto a due.

Da qui si capisce come la manutenzione dell'impianto comporti un impegno minimo delle risorse predisposte alla gestione dello stesso.

Infatti gli interventi programmati di manutenzione ordinaria riguardano principalmente e solamente la sostituzione dei liquidi lubrificanti e refrigeranti ed i normali controlli di routine sullo stato di salute degli organi in movimento.

8.8. PRODUZIONE DI RIFIUTI

La produzione di rifiuti dovuta al funzionamento dell'Impianto Eolico è praticamente inesistente vista la tipologia del processo e le materia prima utilizzata: "il vento".

Infatti gli unici residui derivanti dall'attività sono quelli dovuti alla sostituzione di olii di raffreddamento e di lubrificazione, usati nelle parti in movimento degli aerogeneratori e nei trasformatori.

Il ricambio è necessario per una corretta manutenzione periodica. E' comunque importante osservare che gli olii esausti possono essere facilmente smaltiti tramite il Consorzio Obbligatorio degli Olii Usati e rigenerati per un successivo riutilizzo.

Anche durante la fase di realizzazione dell'impianto eolico la produzione di rifiuti è estremamente limitata. Infatti, oltre agli imballi non riciclabili ed agli sfridi, gli unici residui generati sono quelli provenienti dagli sterri. E' comunque previsto il loro riutilizzo per il rinterro delle opere o la costruzione dei sottofondi stradali; eventuali esuberanti saranno trasportati in idonei impianti di smaltimento o di recupero.

8.9. CAUSE DI INCIDENTI

Il rischio di incidenti causato dalle sostanze e dalle tecnologie utilizzate è praticamente tendente a zero. La "sostanza di processo" è una fonte rinnovabile, quindi offerta dalla natura stessa, il vento (flusso di aria), il quale viene "restituito" all'ambiente circostante nella stessa quantità e con le stesse caratteristiche precedenti l'utilizzazione.

Per quanto riguarda le ipotesi di incidenti dovuti alle tecnologie utilizzate, è opportuno precisare che tali impianti presentano essenzialmente una torre, le pale della turbina ed una navicella che costituisce il cuore della macchina che genera la elettricità, ovvero utilizzano una tecnologia estremamente semplice e collaudata. Inoltre il loro utilizzo è stato sperimentato su larga scala in ogni parte del mondo senza alcun problema inerente la salute pubblica.

Le statistiche dimostrano che tali installazioni, se realizzate nel rispetto delle norme tecniche vigenti e secondo i corretti procedimenti tecnologici, consolidati ormai da anni, non presentano sostanziali rischi di pericolosità verso cose o persone.

8.10. RIPRISTINI A FINE VITA

E' importante osservare che un ulteriore vantaggio degli impianti eolici è rappresentato dalla natura delle opere principali che li compongono; infatti come già in precedenza detto sono quasi esclusivamente costituiti da elementi in materiale metallico facilmente riciclabile o riutilizzabile a fine vita.

Tali opere presentano quindi un valore residuo tutt'altro che trascurabile.

Per quanto riguarda le fondazioni delle torri, esse sono previste interrate un metro sotto il piano campagna e, pertanto, il soprastante terreno è sufficiente a garantire il ripristino della flora.