

Regione
PUGLIA



Comune
LATERZA



Comune
SANTERAMO IN COLLE



Comune
CASTELLANETA



Provincia
BARI



PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DENOMINATO "SANTERAMO IN COLLE" COSTITUITO DA 9 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 59,4 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

ELABORATO

PR01

PROPONENTE:

SANTERAMO WIND S.R.L.
Contrada Cacapentima snc
74014 Laterza (TA)
pec: santeramowind@pec.it

cod. id.: E-LASAN

CONSULENTI:

Dott.ssa Elisabetta Nanni
Dott. Ing. Rocco CARONE
Dott. Biol. Fau. Lorenzo GAUDIANO
Dott. Agr. For. Mario STOMACI
Dott. Geol. Michele VALERIO

PROGETTISTI:


ATECH SOCIETÀ DI INGEGNERIA
Via Caduti di Nassiriya 55
70124 Bari (BA)
e-mail: atechsrl@libero.it
pec: atechsrl@legalmail.it


P.M. Innovative Engineering
STUDIO PM SRL
Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)
e-mail: paolo.montefinese@pm-studio
pec: studiopm@mypec.eu

DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. **Orazio TRICARICO**
Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. **Paolo MONTEFINESE**
Ordine ingegneri di Matera n. 968



Dott. Ing. **Alessandro ANTEZZA**
Ordine ingegneri di Bari n. 10743



0	Novembre 2023	B.C.C - C.C	A.A.	O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto	<i>Progetto Definitivo</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Santeramo, Laterza, Castellaneta</i>				
Proponente	<i>SANTERAMO WIND Srl Contrada Cacapentima snc - 74014 Laterza (TA) P.Iva 03360260735</i>				
Redazione Progetto definitivo e SIA	<i>ATECH S.R.L. - Via Caduti di Nassiryia 55 - 70124 Bari (BA) STUDIO PM S.R.L - Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)</i>				
Documento	<i>Relazione tecnico-descrittiva</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Ottobre 2023</i>				
Redatto	<i>B.C.C. - ed altri</i>	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Ing. Chiara Cassano Dott. Cataldo Colamartino Geol. Anna Castro Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico				
Verificato:	Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)				
Approvato:	Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di SANTERAMO WIND Srl, Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	5
A.1.a.1 Dati generali identificativi della Società proponente	5
A.1.a.2 Dati generali del progetto	5
➤ UBICAZIONE DELL'OPERA	5
➤ DATI DI PROGETTO	11
➤ SOLUZIONE DI CONNESSIONE	11
A.1.a.3 Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzatorio	12
➤ NORMATIVA DI RIFERIMENTO NAZIONALE E REGIONALE	12
➤ ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI	13
➤ NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	17
2. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO DEL CONTESTO	19
A.1.b.1 Descrizione del sito di intervento	19
➤ UBICAZIONE DEGLI AEROGENERATORI – COORDINATE PIANE	19
➤ UBICAZIONE RISPETTO ALLE AREE ED I SITI NON IDONEI ED ALLE AREE DI VALORE NATURALISTICO, PAESAGGISTICO ED AMBIENTALE	20
➤ DESCRIZIONE DELLE RETI INFRASTRUTTURALI ESISTENTI	21
➤ DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO ALL'AREA	22
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	23
➤ INDIVIDUAZIONE DEI PARAMETRI DIMENSIONALI E STRUTTURALI COMPLETI DI DESCRIZIONE DEL RAPPORTO DELL'INTERVENTO CON L'AREA CIRCOSTANTE (IMPIANTO, OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI)	23
➤ OBIETTIVI DI ECONOMIA CIRCOLARE E CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO	34
➤ LE EMISSIONI DELLE FONTI ELETTRICHE SUL CICLO DI VITA	49
➤ EROI, L'ENERGY RETURN ON INVESTMENT	51
4. Disponibilità aree ed individuazione interferenze	55
➤ ACCERTAMENTO IN ORDINE ALLA DISPONIBILITÀ DELLE AREE INTERESSATE DALL'INTERVENTO	55
➤ CENSIMENTO DELLE INTERFERENZE E DEGLI ENTI GESTORI	55

- *ACCERTAMENTO DI EVENTUALI INTERFERENZE CON RETI INFRASTRUTTURALI PRESENTI* 55
- *ACCERTAMENTO DI EVENTUALI INTERFERENZE CON STRUTTURE ESISTENTI* 56
- *PROGETTAZIONE DELLA RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE, COSTI E TEMPI* 56

5. Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto..... 56

- *IN RIFERIMENTO AGLI ASPETTI RIGUARDANTI L'IMPATTO ACUSTICO* 57
- *IN RIFERIMENTO AGLI ASPETTI RIGUARDANTI GLI EFFETTI DI SHADOW FLICKERING* 58
- *IN RIFERIMENTO AGLI ASPETTI RIGUARDANTI LA ROTTURA ACCIDENTALE DEGLI ORGANI ROTANTI* 61

6. Sintesi dei risultati delle indagini eseguite (geologiche, idrogeologiche, ecc) 64

7. Primi elementi relativi al sistema di sicurezza per la realizzazione dell'impianto 69

8. Relazione sulla fase di cantierizzazione 70

- *DESCRIZIONE DEI FABBISOGNI DI MATERIALI DA APPROVVIGIONARE, E DEGLI ESUBERI DI MATERIALI DI SCARTO, PROVENIENTI DAGLI SCAVI; INDIVIDUAZIONE DELLE CAVE PER APPROVVIGIONAMENTO DELLE MATERIE E DELLE AREE DI DEPOSITO PER LO SMALTIMENTO DELLE TERRE DI SCARTO; DESCRIZIONE DELLE SOLUZIONI DI SISTEMAZIONE FINALI PROPOSTE.* 70
- *INDICAZIONE DEGLI ACCORGIMENTI ATTI AD EVITARE INTERFERENZE CON IL TRAFFICO LOCALE E PERICOLI CON LE PERSONE* 75
- *INDICAZIONE DEGLI ACCORGIMENTI ATTI AD EVITARE INQUINAMENTI DEL SUOLO, ACUSTICI, IDRICI ED ATMOSFERICI* 76
- *DESCRIZIONE DEL RIPRISTINO DELL'AREA DI CANTIERE* 80

9. Riepilogo sugli aspetti economici e finanziari del progetto..... 82

A.1.j.1 Quadro economico 82

A.1.j.2 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi di intervento 82

A.1.j.3 Cronoprogramma riportante l'energia prodotta annualmente durante la vita utile dell'impianto 82

10. Ricadute socio-economiche..... 83

A.1.k.2 Analisi delle ricadute sociali e occupazionali 84

A.1.k.3	Le ricadute monetarie	85
A.1.k.4	Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio	94
A.1.k.5	La SEN 2017: investimenti e occupati	97
A.1.k.6	Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto	98
11.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE	107

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

A.1.a.1 **Dati generali identificativi della Società proponente**

Denominazione sociale: **SANTERAMO WIND Srl**

sede legale: Contrada Cacapentima snc - 74014 Laterza (TA)

P.Iva 03360260735

pec: santeramowind@pec.it

Il Legale Rappresentante della Società Proponente è De Biasi Giuseppe (cod. fisc. DBSGPP56S10E469N) nato a Laterza (TA) il 10/11/1956 e domiciliato in via Puccini 1 74014 Laterza (TA).

A.1.a.2 **Dati generali del progetto**

➤ **Ubicazione dell'opera**

L'intervento in oggetto è finalizzato alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione da fonte eolica costituito da **9 turbine (denominati SAN 1-9) avente potenza complessiva pari a 59,4 MW** da realizzare in zone classificate agricole, non di pregio, dal vigente strumento urbanistico comunale, da ubicare nel territorio comunale di **Santeramo in Colle (BA)**, le **opere di connessione interessano i territori comunali di Laterza e Castellaneta (TA)**.

Il progetto è costituito da:

- **n° 9 aerogeneratori della potenza di 6,6 MW**
- piazzole di collegamento alle turbine;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- cabine di raccolta;
- nuova Stazione Elettrica Utente 150/30 Kv;



- collegamento in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta.

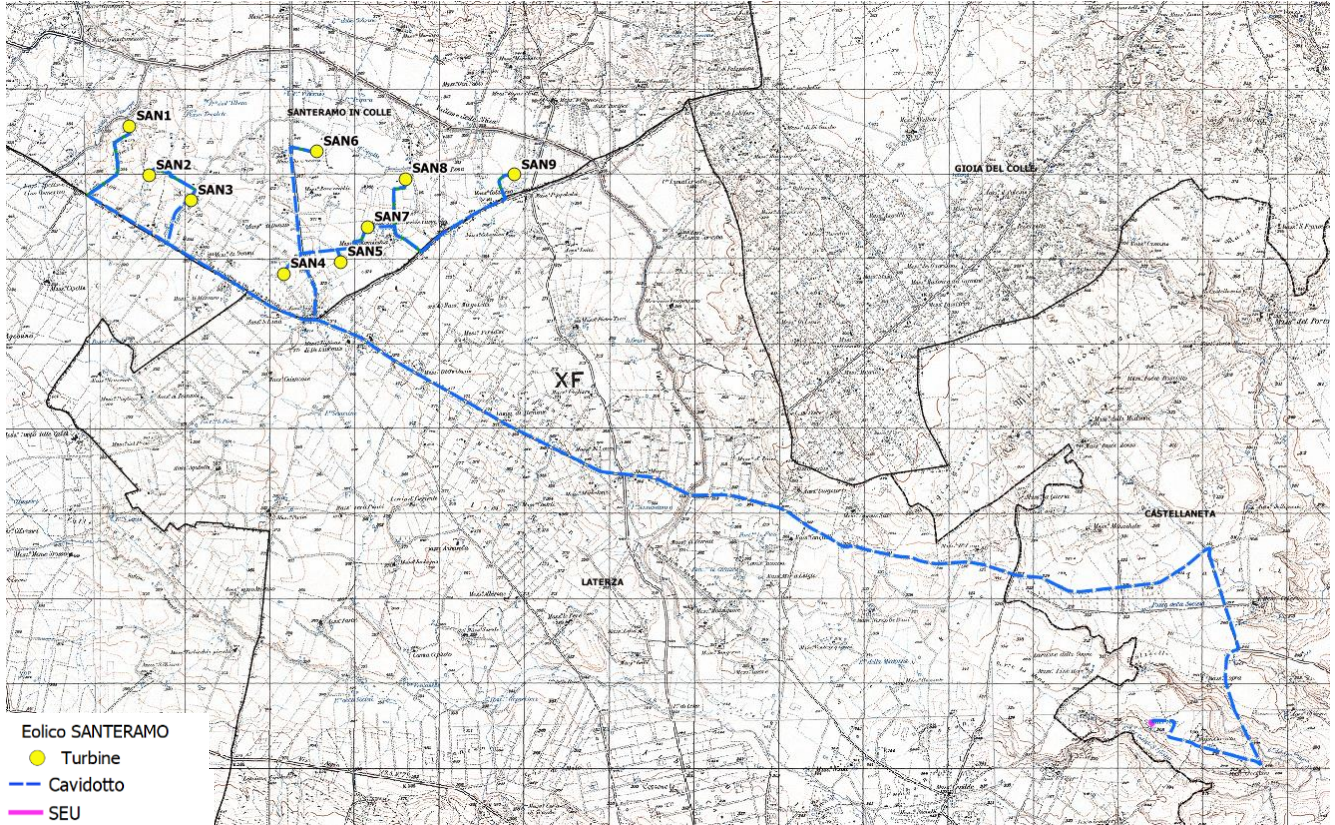


Figura 1-1: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è all'interno del territorio comunale di Santeramo in Colle (BA - Regione Puglia), a sud del centro urbano alla distanza di circa 7 km.

È baricentrico rispetto ai centri abitati di Matera (Regione Basilicata) a sud ovest, a circa 10 km, di Laterza (TA) a sud est a nord a circa 12 km, di Altamura a nord ovest ad una distanza di circa 16 km di Gioia del Colle a nord est a circa 15 km.

È raggiungibile e delimitato a sud dalle strade provinciali SP140 e SP22. È attraversabile in direzione nord-sud dalla SP17.

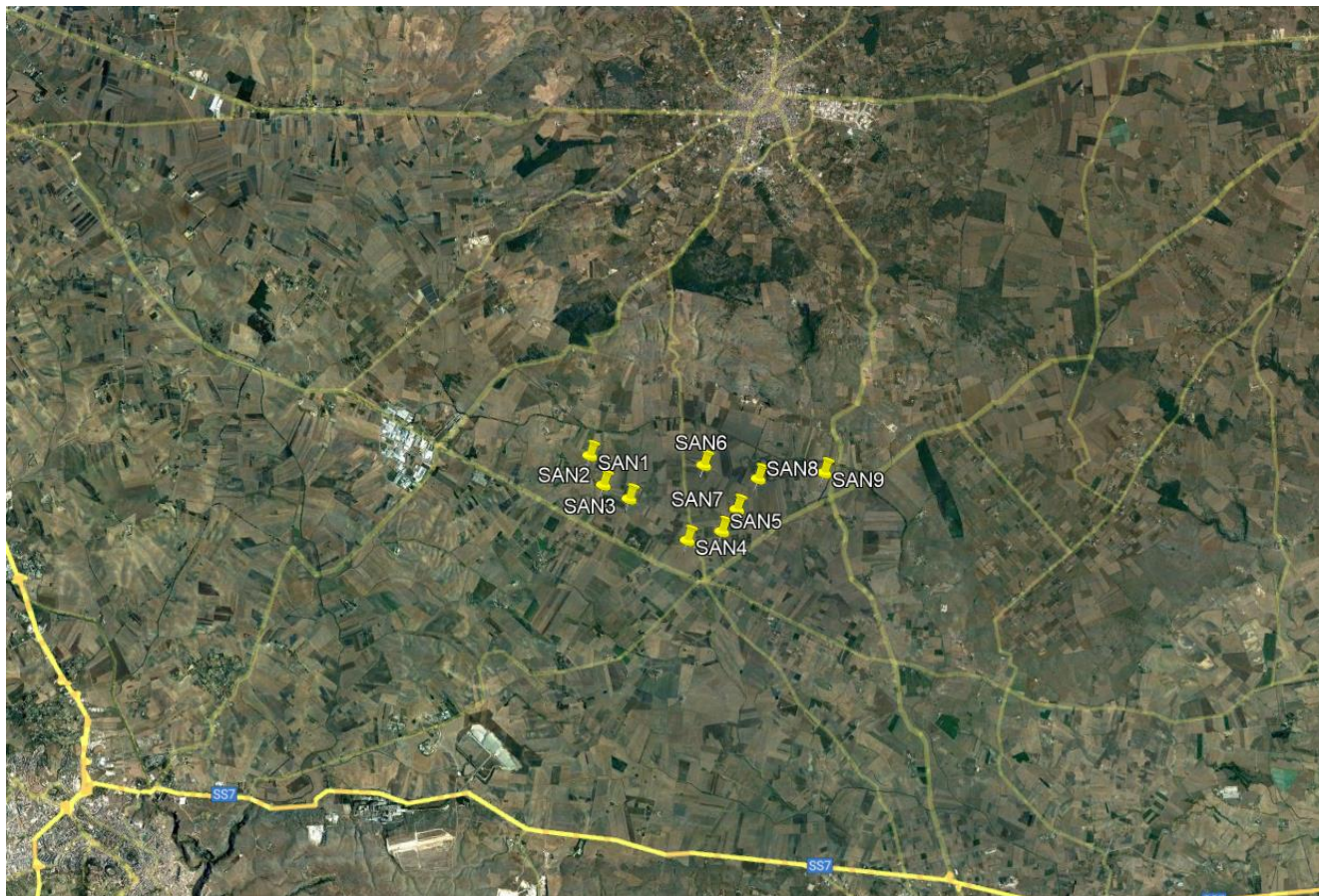


Figura 1-2: Inquadramento intervento di area vasta con indicazione della viabilità extraurbana– fonte Google

Nelle immagini seguenti sono riportate gli inquadramenti di dettaglio del layout su base CTR e ortofoto.

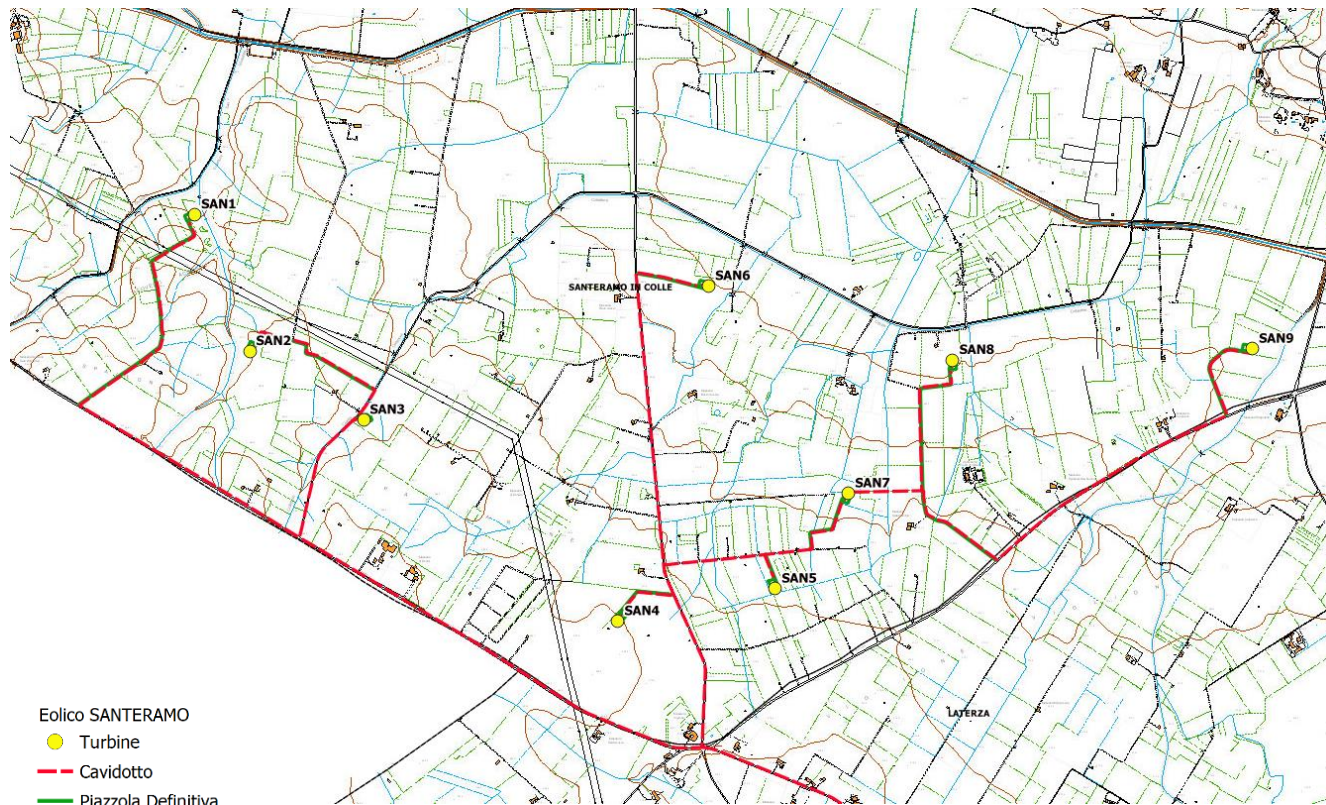


Figura 1-3: Layout del Parco Eolico su base CTR

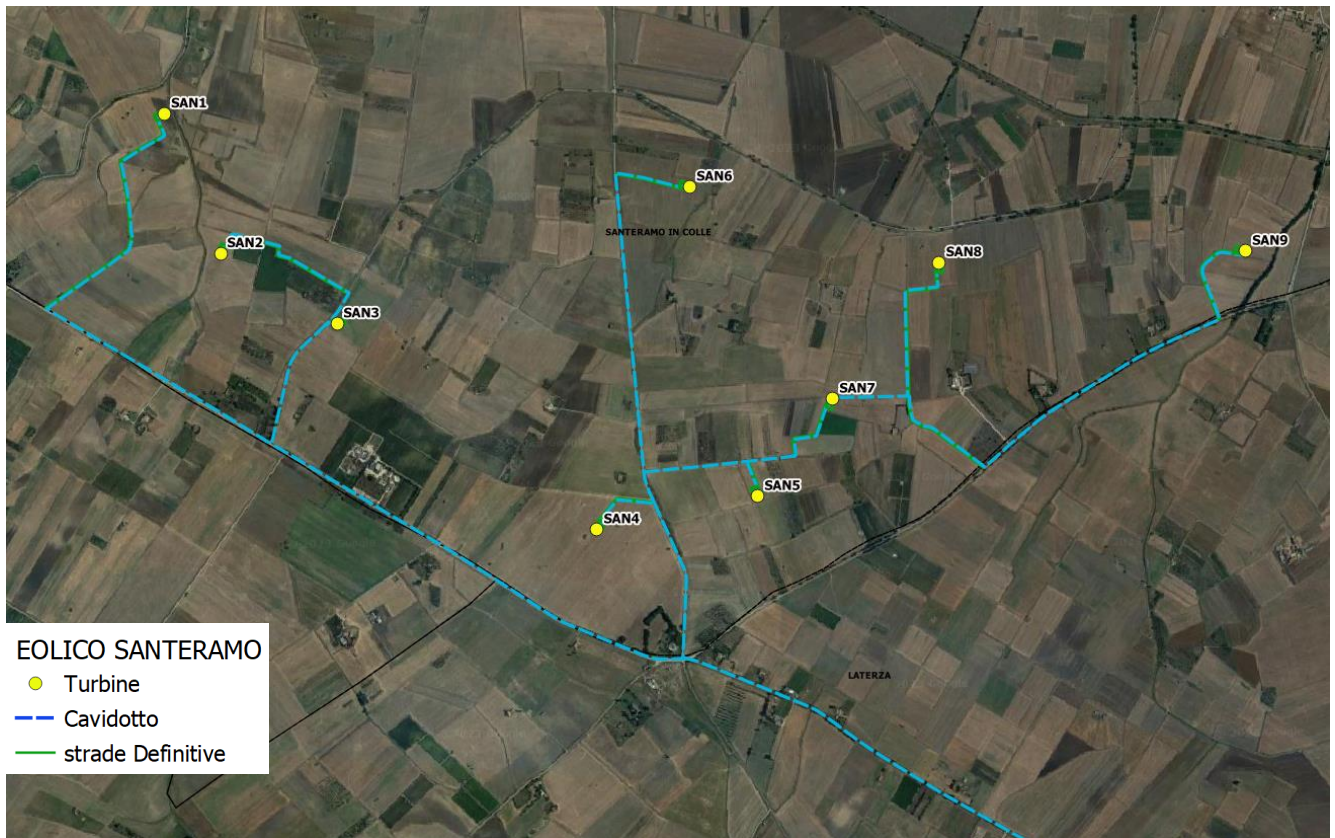


Figura 1-4: Area di intervento: layout di progetto su ortofoto

L'ubicazione degli aerogeneratori e delle infrastrutture necessarie è stata evidenziata sugli stralci planimetrici degli elaborati progettuali.

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi, convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla Sottostazione Elettrica utente da ubicarsi nel territorio comunale di Castellaneta da collegare in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

Gli interventi per l'installazione dei singoli aerogeneratori sono analoghi per le diverse aree; pertanto, di seguito saranno descritte le tipologie standard previste in progetto.

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico e la Sottostazione elettrica interessano i territori comunali di Santeramo in Colle (BA) per le turbine, mentre Laterza e Castellaneta (TA) per le opere di connessione.

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati dalle turbine:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
SAN01	SANTERAMO IN COLLE	104	252
SAN02	SANTERAMO IN COLLE	104	16
SAN03	SANTERAMO IN COLLE	107	402
SAN04	SANTERAMO IN COLLE	107	412
SAN05	SANTERAMO IN COLLE	108	309
SAN06	SANTERAMO IN COLLE	108	58
SAN07	SANTERAMO IN COLLE	108	267
SAN08	SANTERAMO IN COLLE	108	588
SAN09	SANTERAMO IN COLLE	109	18
STAZIONE ELETTRICA UTENTE 150kV	CASTELLANETA	17	131

➤ Dati di progetto

Per quanto concerne il potenziale eolico del sito, si riporta di seguito quanto desunto dallo studio specialistico allegato al progetto definitivo.

Per la valutazione di producibilità è stato indicato

- 9 aerogeneratori **Siemens Gamesa SG6.6-170 MW con potenza nominale di 6,6 MW.**

Nella relazione anemologica allegata (rif. PR12), è stata effettuata una Stima della producibilità dell'impianto, nella tabella seguente i dati conclusivi in forma tabellare.

Produzione energetica teorica [GWh/anno]	159,00
Efficienza elettrica [%]	1,5 %
Indisponibilità aerogeneratori [%]	3 %
Regolazione di potenza [%]	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1 %
Fermo Utility [%]	1 %
Produzione energetica annua netta stimata [GWh/anno] – P50	147,1
Ore equivalenti – P50	2476
Fattore di capacità stimato	30,53 %

Considerando le perdite sopra stimate si è determinato che l'energia annua generata dalle 9 turbine eoliche Gamesa SG 6.6 sarà di **147.100 MWh/anno.**

➤ Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202201924, prevede la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico, collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

A.1.a.3 Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzatorio

➤ **Normativa di riferimento nazionale e regionale**

In **ambito nazionale** i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- D.P.R. 12 aprile 1996. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- D.lgs. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.lgs 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale, così come modificato dal D.lgs. 104 del 16 giugno 2017.
- D.lgs. 115/2008 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con

particolare riguardo agli impianti eolici (Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio).

- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

A livello regionale, La Regione Puglia ha emanato la Legge Regionale 11/2001 che riguarda le norme sulla valutazione di impatto ambientale; tale norma ha poi subito diversi aggiornamenti negli anni.

Per quanto riguarda le rinnovabili, la Regione Puglia ha emanato una disciplina per la AU ed il regolamento 24 attuativo del DM 10/09/2010. Di seguito si riporta l'elenco.

- ✚ L.R. 12 aprile 2001 n. 11: Norme sulla Valutazione dell'Impatto Ambientale;
- ✚ Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 28 dicembre 2010: Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- ✚ REGOLAMENTO REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 24: Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

➤ **Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri**

Ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili, sono soggetti ad una **Autorizzazione Unica** (AU) rilasciata 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 Regione convoca la Conferenza dei servizi (art. 14 L. 241/1990) entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione.

L'autorizzazione unica è rilasciata a seguito di un procedimento al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato, insieme con l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.

Il provvedimento finale all'esito della Conferenza di Servizi sostituisce, a tutti gli effetti, ogni autorizzazione, concessione, nulla osta o atto di assenso comunque denominato di competenza delle amministrazioni partecipanti alla predetta conferenza.

Nel seguito si riporta l'elenco delle Amministrazioni e degli Enti chiamati al rilascio dei pareri di competenza e dei provvedimenti autorizzativi che concorrono al rilascio dell'Autorizzazione Unica, mediante partecipazione alla conferenza di servizi.

- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per lo Sviluppo Economico, il Lavoro e l'Innovazione Servizio Attività estrattive, Corso Sonnino n.177 – BARI
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per la Riqualficazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale e per l'Attuazione delle Opere Pubbliche – Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, Politiche Energetiche, VIA e VAS, VIA DELLE MAGNOLIE, 6 - 70026 MODUGNO (BA)
- ❖ **Regione Puglia** - Servizio Attività estrattive, VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA), attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio Tutela delle Acque, VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA), servizio.tutelacqua@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per lo Sviluppo Rurale Ufficio Provinciale Agricoltura di Taranto, Tirrenia, 4. 74100 Taranto;

- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP.
- Ufficio Espropri, VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA),
ufficioespropri.regioneuglia@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Ministero Sviluppo Economico** - Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato
Territoriale Puglia – Basilicata, VIA AMENDOLA, 116 70125 BARI (BA)
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per la Mobilità e la Qualità Urbana Servizio Assetto del
Territorio Ufficio Attuazione Pianificazione Paesaggistica, VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026
MODUGNO (BA), servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per la Riqualficazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale
e per l'Attuazione delle Opere Pubbliche - Servizio Tutela delle Acque, Via delle Magnolie, 6
- 70026 Modugno (Ba)
- ❖ **Regione Puglia Avvocatura Regionale** - Lungomare Nazario Sauro, 33 – 70121 Bari
- ❖ **Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Taranto**, com.taranto@cert.vigilfuoco.it
- ❖ **Regione Puglia** - Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP.
Ufficio Struttura Tecnica Provinciale di Taranto, ufficio.coord.stp.ta@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Provincia di Taranto** - PIAZZA SANTA TERESA, 2 72100 BRINDISI,
provincia.taranto@legalmail.it
- ❖ **Aeronautica Militare Comando III Regione Aerea** - LUNGOMARE NAZARIO SAURO, 39
70100 BARI, aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it
- ❖ **ASL Taranto**, protocollo.asl.taranto@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **Terna S.p.A.** - VIA EGIDIO GALBANI, 70 00196 ROMA
- ❖ **ARPA Puglia Direzione Regionale** - CORSO TRIESTE, 27 70126 BARI,
dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it
- ❖ **ARPA Puglia - DAP di Taranto**, VIA ANFITEATRO, 8, 74100 TARANTO
dap.ta.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

- ❖ **Ministero della Difesa Direzione Generale dei Lavori e del Demanio - PIAZZA DELLA MARINA, 4 00196 ROMA**
- ❖ **Comando Militare Esercito "Puglia" - PZZA LUIGI DI SAVOIA, 3 70121 BARI**
- ❖ **Autorità di Bacino della Puglia - STR PROV PER CASAMASSIMA KM 3 c/o INNOVAPUGLIA S.p.A. 70010 VALENZANO (BA). segreteria@pec.adb.puglia.it**
- ❖ **ENAC - Ente Nazionale per l'Aviazione Civile - VIA DI VILLA RICOTTI, 42 00144 ROMA, operazioni.napoli@postacert.enac.gov.it**
- ❖ **C.I.G.A. - Aeroporto "M. De Bernanrdi", VIA DI PRATICA DI MARE, 45 00040 POMEZIA (RM)**
- ❖ **ENAV - Ente Nazionale Assistenza al Volo - VIA SALARIA, 716 00138 ROMA**
- ❖ **Comune di Laterza - Piazza Plebiscito,2 LATERZA (TA), comunelaterza@pec.rupar.puglia.it;**
- ❖ **Comune di Castellaneta - Piazza Principe di Napoli, 5 - 74011 - Castellaneta (TA); comunecastellanetaprotocollo@postecert.it**
- ❖ **Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Sovrintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le Province di Lecce, Brindisi e Taranto, VIA FOSCARINI, 2/b 73100 LECCE, mbac-sbap-le@mailcert.beniculturali.it**
- ❖ **Ministero per i Beni e le Attività Culturali Sovrintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia - VIA DUOMO, 33 EX CONVENTO S DOMENICO 74100 TARANTO, mbac-sbapug@mailcert.beniculturali.it**
- ❖ **Ministero dei Trasporti - Direzione Generale Territoriale Sud e Sicilia, Strada Prov.le Modugno-Palese 70026 Modugno (Ba)**
- ❖ **Ministero dello Sviluppo Economico Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia – Basilicata - Via Amendola 116 - 70125 - Bari (Ba)**
- ❖ **RFI - Direzione Compartimentale Infrastrutture - Piazza A. Moro, Tratto Strada int. FS,57 70126 – Bari**
- ❖ **Direzione Genio Militare - Ministero Difesa, Piazza della Marina, 4 00184 Roma (RM)**

- ❖ **Acquedotto Pugliese S.p.A.** - Via Leonardo Da Vinci, 12/Bis, 72100 Brindisi BR
- ❖ **AQP S.p.A.** - Via Cognetti, 36 - 70121 Bari
- ❖ **SNAM Rete Gas Spa** - Via G. Amendola, 162/1 70126 - Bari
- ❖ **ANAS S.p.A.** - Compartimento Regionale, Viale Luigi Einaudi, 15 70125 Bariù
- ❖ **Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici della Puglia** - Strada Dottula
Isolato 49 70122 Bari

➤ **Normativa tecnica di riferimento**

- D.P.C.M. 08.07.2003 – 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;
- D.M. Ambiente 29.05.2008 – Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti;
- Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN;
- Legge 22 febbraio 2001, n°36 – “Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n°55 del 07.03.2001 e relativo Regolamento Attuativo;
- D.M. 17.01.2018 – Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC);
- D.Lgs. 152 del 03.04.2006 – “Norme in materia ambientale”;
- L.R. 47/98 e s.m.i. “Disciplina della valutazione di impatto ambientale e norme per la tutela dell’ambiente”;
- D.Lgs 387/2003 e s.m.i. “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;
- DM 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili”;

- D.G.R. 2260 del 29 dicembre 2010 "Legge Regionale 19 gennaio 2010 n. 1, art. 3- Approvazione Disciplinare e relativi allegati tecnici;
- Legge 447/1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.;
- D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";
- Norma UNI/TS 11143-7 "Metodo per la stima dell'impatto e del clima acustico per tipologia di sorgente-Parte 7: rumore degli aerogeneratori";
- DM 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico";
- D.P.R. 13 giugno 2017, n. 120 Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164;
- D.Lgs. 42/2004, "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 06/07/2002, n. 137 e s.m.i. ";
- DPCM 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42".

2. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO DEL CONTESTO

A.1.b.1 Descrizione del sito di intervento

➤ Ubicazione degli aerogeneratori – Coordinate piane

Le coordinate geografiche UTM e DMS delle turbine sono indicate nella seguente tabella:

ID TURBINA	Potenza Turbina	Coordinate Geografiche UTM		Coordinate Geografiche DMS		Quote altimetriche m s.l.m.
		UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)	LATITUDINE	LONGITUDINE	
SAN01	6,6 MW	644297 m E	4510367 m N	40°43'53.76"N	16°42'31.67"	369
SAN02	6,6 MW	644534 m E	4509782 m N	40°43'34.64"N	16°42'41.28"E	381
SAN03	6,6 MW	645022 m E	4509488 m N	40°43'24.80"N	16°43'1.83"E	378
SAN04	6,6 MW	646111 m E	4508626 m N	40°42'56.17"N	16°43'47.51"E	379
SAN05	6,6 MW	646785 m E	4508765 m N	40°43'0.24"N	16°44'16.34"E	374
SAN06	6,6 MW	646500 m E	4510063 m N	40°43'42.50"N	16°44'5.29"E	361
SAN07	6,6 MW	647099 m E	4509173 m N	40°43'13.23"N	16°44'30.06"E	369
SAN08	6,6 MW	647546 m E	4509744 m N	40°43'31.49"N	16°44'49.55"E	359
SAN09	6,6 MW	648830 m E	4509792 m N	40°43'32.21"N	16°45'44.34"E	357

Il progetto è stato sviluppato nel rispetto dei requisiti tecnici minimi, di sicurezza e di rispetto della compatibilità ambientale riportati nel D.M. 10-9-2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" e dal suo Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24, Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

➤ **Ubicazione rispetto alle aree ed i siti non idonei ed alle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale**

Come già accennato in precedenza, il Proponente preliminarmente alla progettazione dell'impianto eolico, si è preoccupato di verificare la compatibilità della scelta localizzativa con le Aree non Idonee, così come individuate dal **Regolamento Regionale 24/2010**, 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".

La sovrapposizione del layout di impianto con la cartografia disponibile delle suddette aree, ha rivelato la piena coerenza dell'impianto con le perimetrazioni a vincolo esistenti.

Attraverso le suddette Linee guida, sono stati analizzati tutti gli strumenti di programmazione e valutata la coerenza del progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio di interesse, secondo lo stesso ordine individuato nel Regolamento 24/2010 e di seguito riportato:

Aree non idonee all'installazione di FER ai sensi delle Linee Guida, art. 17 e allegato 3, lettera F	Status dell'area in esame
Aree naturali protette nazionali	<i>Non presente</i>
Aree naturali protette regionali	<i>Non presente</i>
Zone umide Ramsar	<i>Non presente</i>
Siti di importanza Comunitaria	<i>Non presente</i>
ZPS	<i>Non presente</i>
IBA	<i>Non presente</i>
Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità	<i>Non presente</i>
Siti Unesco	<i>Non presente</i>
Beni Culturali	<i>Non presente</i>
Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico	<i>Non presente</i>
Aree tutelate per legge	<i>Non presente</i>
Aree a pericolosità idraulica e geomorfologica	<i>Non presente</i>
Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio	<i>Non presente</i>
Area Edificabile urbana	<i>Non presente</i>
Segnalazione carta dei beni con buffer	<i>Non presente</i>
Coni visuali	<i>Non presente</i>
Grotte	<i>Non presente</i>
Lame e gravine	<i>Non presente</i>
Versanti	<i>Non presente</i>
Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità	<i>Non presente</i>

Come si evince dalla tabella riassuntiva sopra riportata, l'intervento non interferisce con aree ritenute non idonee ad ospitare lo stesso.

Del resto le stesse Linee Guida, all'art. 17.1 e successivamente nell' Allegato 3, sottolineano come l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, venga effettuata da Regioni e Province autonome al fine di **accelerare l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**.

La stessa "Strategia Energetica Nazionale" del Ministero dello Sviluppo Economico, tra gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni nel settore energetico al fine di favorire uno sviluppo economico sostenibile del Paese, suggerisce di *"attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni ed Enti Locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative"*.

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale. Inoltre l'Allegato 3 specifica che l'individuazione di tali aree deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

Pertanto, si comprende come l'intervento, seppur inserito in un'area vasta caratterizzata dalla presenza di zone sensibili e/o vulnerabili, non vada ad intersecare realmente nessuna di esse.

➤ **Descrizione delle reti infrastrutturali esistenti**

Le principali infrastrutture viarie esistenti in prossimità del sito sono:

- la Strada Provinciale 176;
- la Strada Provinciale 140;
- la Strada Provinciale 19;
- la Strada Provinciale 22;
- la Strada Provinciale 17;

Il sito di impianto è attraversato altresì da:

- reti di telecomunicazione

- reti di distribuzione gas
- reti elettriche BT aeree su palificate
- reti elettriche MT aeree su palificate e tralicci
- tombinature e reti di impluvi naturali

➤ **Descrizione della viabilità di accesso all'area**

È raggiungibile e delimitato a sud dalla strada provinciale SP140, ad est è raggiungibile dalle SP17, SP19 e SP22, ed è attraversato trasversalmente in direzione nord sud dalla SP176.

Per quanto concerne il trasporto delle turbine sul sito di intervento si precisa che i componenti giungeranno presso il porto di Taranto.

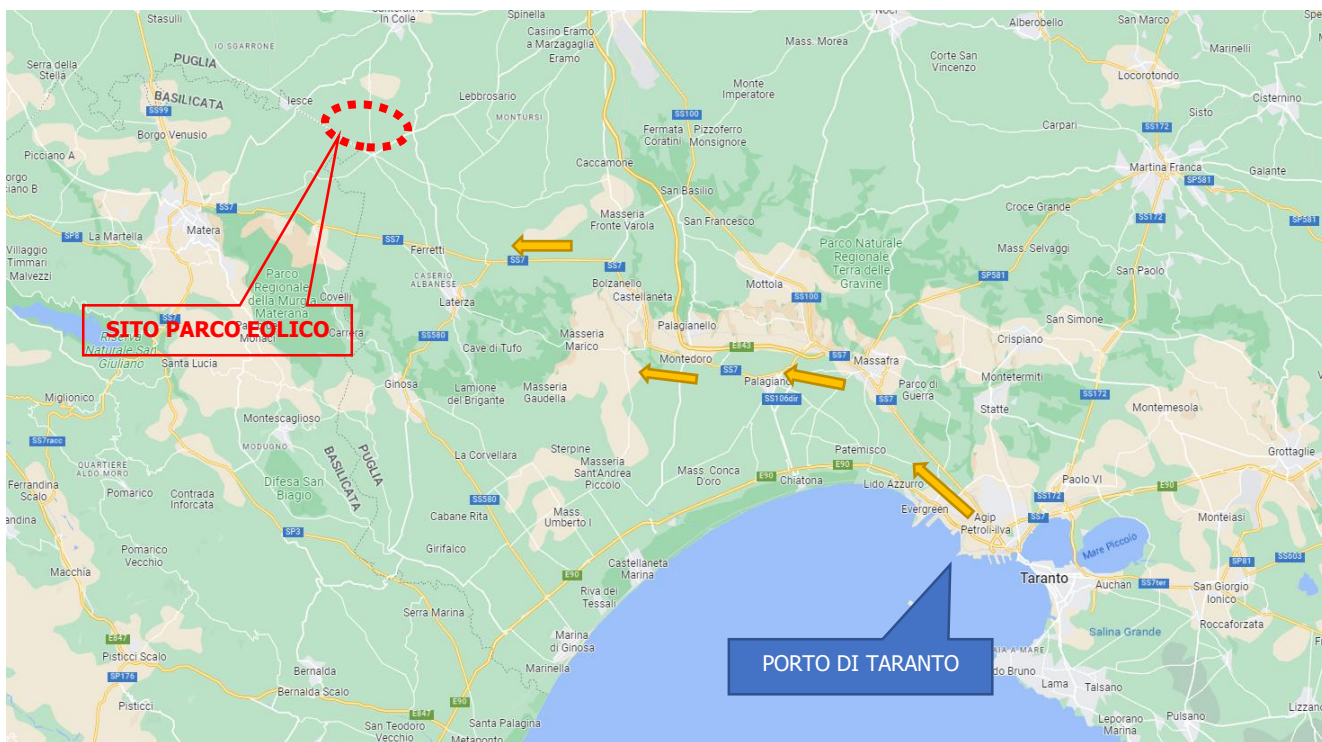


Figura 2-1: Percorso trasporto componenti delle turbine

Dal porto di Taranto i componenti saranno trasportati con veicoli idonei imboccando la E90 sino al bivio per la SS7 in direzione ovest, sino allo svincolo della SP19 che arriva ad ovest dell'impianto.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

➤ **Individuazione dei parametri dimensionali e strutturali completi di descrizione del rapporto dell'intervento con l'area circostante (impianto, opere connesse ed infrastrutture indispensabili)**

La centrale di produzione di energia elettrica da fonte eolica risulta caratterizzata dalla realizzazione delle seguenti opere:

- Opere civili
- Posa in opera degli aerogeneratori e delle apparecchiature elettromeccaniche
- Opere impiantistiche elettriche.

❖ **OPERE CIVILI**

Le opere civili sono propedeutiche a consentire la viabilità di parco e la futura posa in opera degli aerogeneratori e delle altre apparecchiature elettromeccaniche; sono previste in questa fase:

- scotico superficiale dello spessore medio di 50 cm, in corrispondenza della viabilità e delle piazzole di progetto;
- scavi di sbancamento, da approfondirsi fino alle quote di progetto, in corrispondenza delle fondazioni delle torri eoliche e delle apparecchiature della Sottostazione (es. Trafo);
- costruzione delle strutture di fondazione in c.a. delle torri eoliche, nonché delle apparecchiature elettromeccaniche, degli edifici in sottostazione utente e della torre anemometrica;
- formazione di rilevati stradali, con materiali provenienti da cave di prestito oppure dagli stessi scavi se ritenuti idonei, comunque tali da soddisfare i requisiti di granulometria, portanza e grado di addensamento idoneo, da stabilirsi in fase di progettazione esecutiva;
- formazione di fondazioni stradali con materiali inerti provenienti da cave di prestito, tali da soddisfare i requisiti di granulometria, portanza e grado di addensamento idoneo, da stabilirsi

in fase di progettazione esecutiva; potranno essere previsti elementi di rinforzo della fondazione stradale, quali geogriglie o tecniche di stabilizzazione del sottofondo;

- finitura della pavimentazione stradale in misto granulare stabilizzato, eventualmente con legante naturale ecocompatibile;
- opere di regimazione delle acque meteoriche;
- eventuale realizzazione di impianti di trattamento delle acque di superficie in corrispondenza delle aree logistiche di cantiere; grigliatura, dissabbiatura, sedimentazione e filtrazione;
- costruzione di cavidotti interrati per la futura posa in opera di cavi MT, da posarsi in trincee della profondità media di 1,2mt, opportunamente segnalati con nastro monitore, con eventuali protezioni meccaniche supplementari (tegolini, cls, o altro) accessibili nei punti di giunzione;
- la larghezza minima della trincea è variabile in funzione del numero di cavi da posare;
- in corrispondenza dei cavidotti da eseguirsi lungo la viabilità asfaltata, si provvederà al ripristino della pavimentazione stradale mediante binder in conglomerato bituminoso, e comunque rispettando i capitolati prestazionali dell'ente proprietario delle strade;
- costruzione di piazzole temporanee per il montaggio degli aerogeneratori, e successiva riduzione per la configurazione definitiva per la fase di esercizio.

❖ **AEROGENERATORI**

La struttura tipo dell'aerogeneratore consiste in:

- una torre a struttura metallica tubolare di forma circolare, suddivisa in n. 5 tronchi da assemblarsi in cantiere. La base della torre viene ancorata alla fondazione mediante una serie di barre pre-tese (anchor cages);
- navicella, costituita da una struttura portante in acciaio e rivestita da un guscio in materiale composito (fibra di vetro in fibra epossidica), vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata contenente

l'albero lento, unito direttamente al mozzo, che trasmette la potenza captata dalle pale al generatore attraverso un moltiplicatore di giri;

- un mozzo a cui sono collegate 3 pale, in materiale composito, formato da fibre di vetro in matrice epossidica, costituite da due gusci collegati ad una trave portante e con inserti di acciaio che uniscono la pala al cuscinetto e quindi al mozzo.

Di seguito si presentano le dimensioni e le caratteristiche tecniche dei due aerogeneratori tipo, uguali nelle dimensioni geometriche:

❖ **SIEMENS GAMESA SG 6.6-170 115m** della Potenza Nominale di 6.6 MW

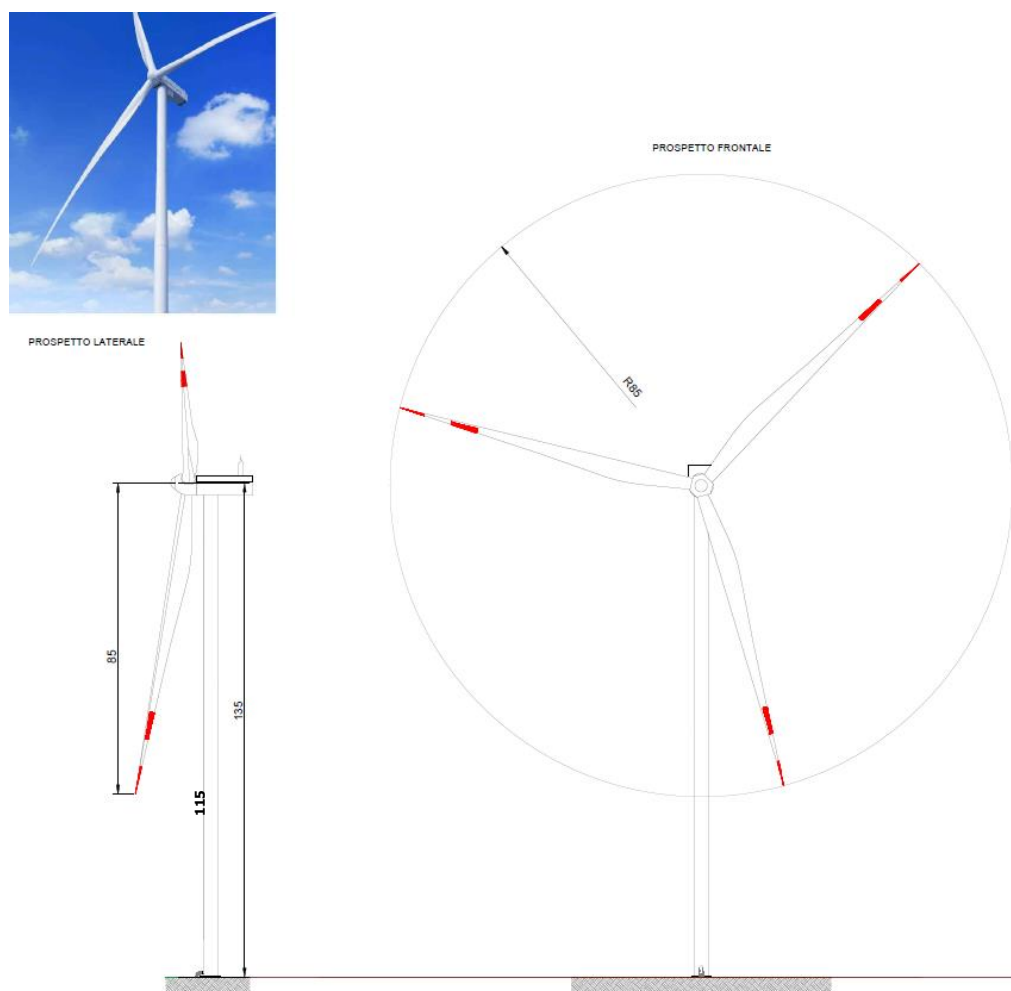


Figura 3-1: Tipico WTG geometrie complessive

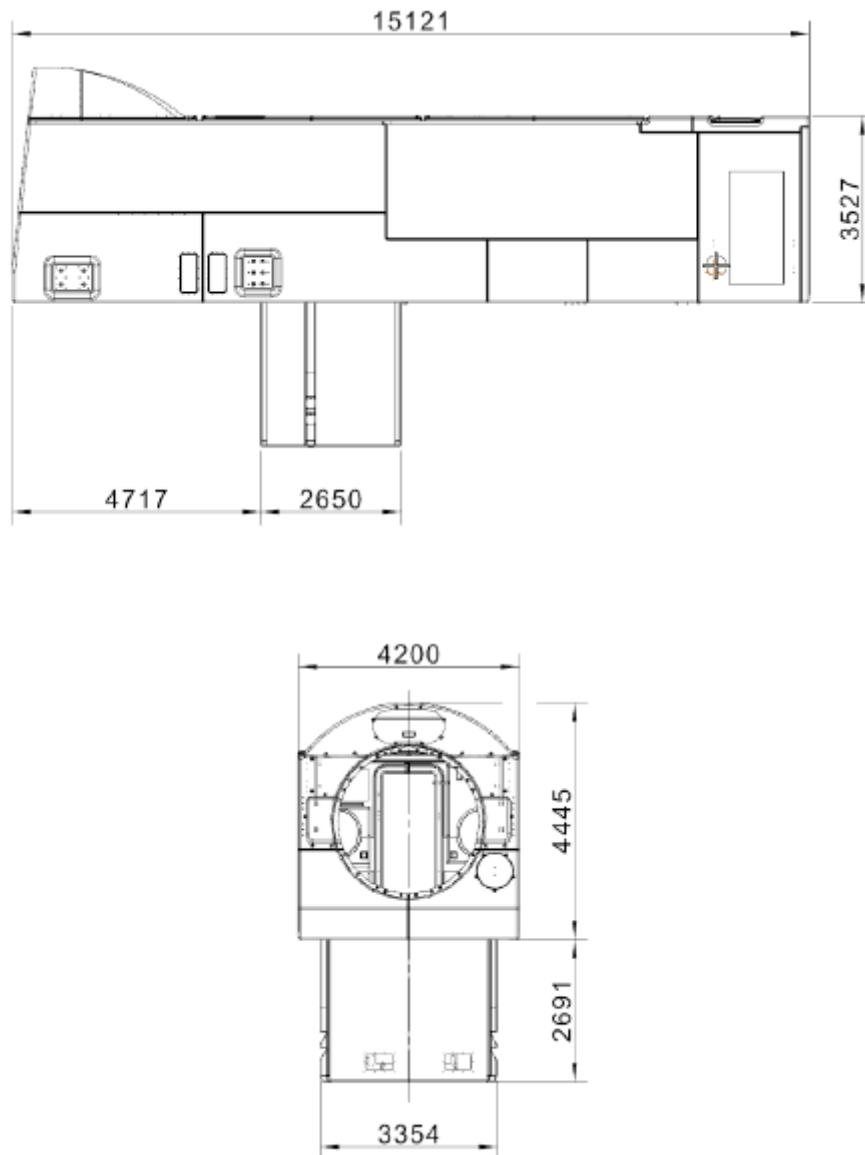


Figura 2: Tipico navicella WTG

Technical Specification	TURBINA TIPO 1
<i>Potenza nominale</i>	<i>6.6 MW</i>
<i>Numero di pale</i>	<i>3</i>
<i>Diametro rotore</i>	<i>170 m</i>
<i>Altezza del mozzo</i>	<i>115 m</i>
<i>Velocità del vento di cut-in</i>	<i>3 m/s</i>
<i>Velocità del vento di cut-out</i>	<i>25 m/s</i>
<i>Velocità del vento nominale</i>	<i>11.5 m/s</i>
<i>Generatore</i>	<i>Asincrono</i>
<i>Tensione</i>	<i>690 V</i>

❖ OPERE ELETTRICHE

Ciascun aerogeneratore è dotato di un proprio trasformatore, installato alla base della torre, che consente di elevare l'energia prodotta dalla rotazione della pale da 690V a 30kV; dal quadro di media tensione a 30kV posto in prossimità dell'ingresso della torre avviene dunque il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante una rete interrata di cavi elettrici MT 30kV; lo schema proposto per il collegamento degli aerogeneratori viene effettuato in funzione della disposizione degli stessi, dell'orografia del territorio e della viabilità interna del parco.

Il percorso dei cavi elettrici che collegano gli aerogeneratori alla Sottostazione MT/AT seguirà, per quanto possibile, la viabilità esistente. È inoltre prevista la realizzazione di nuove strade per l'accesso agli aerogeneratori ove saranno collocati i relativi cavidotti.

I cavi elettrici MT interrati saranno posati a ridosso o in mezzera alle strade sterrate e a lato strada per il cavidotto interno parco eolico, ad una profondità di 1,20 m circa, come previsto dalla normativa vigente.

Il tracciato è stato studiato in conformità con quanto previsto dall'art. 121 del R.D. 1775/1933, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati, e progettato in modo da arrecare il minor pregiudizio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni limitrofe. Il tracciato del cavidotto è stato scelto in modo da essere il più breve possibile così da avere un basso impatto ambientale e allo stesso tempo minimizzare le possibili interferenze presenti lungo il percorso.

Tabella – Tipologia di cavi

LINEA	TRATTO	TIPO DI CAVO 18/30 kV	SEZIONE [mm ²]	LUNGHEZZA LINEA [m]
LINEA 1	SAN 01 – CS 01	ARP1H5(AR)EX	95	2.830
	SAN 02 – CS 01	ARP1H5(AR)EX	95	880
	SAN 03 – CS 01	ARP1H5(AR)EX	95	40
	CS 01 – SEU	ARP1H5(AR)EX	630	18.380
LINEA 2	SAN 04 – CS 02	ARP1H5(AR)EX	95	40
	SAN 05 – CS 02	ARP1H5(AR)EX	95	800

	SAN 06 – CS 02	ARP1H5(AR)EX	95	2.030
	CS 02 - SEU	ARP1H5(AR)EX	630	16.790
LINEA 3	SAN 07 – CS 03	ARP1H5(AR)EX	95	40
	SAN 08 – CS 03	ARP1H5(AR)EX	95	990
	SAN 09 – CS 03	ARP1H5(AR)EX	95	2.400
	CS 03 – SEU	ARP1H5(AR)EX	630	17.610

Dalla Figura è possibile ricavare i valori di resistenza e reattanza chilometrica per la sezione di cavo scelto.

È possibile determinare la caduta tensione con la nota formula:

$$\Delta V = KLI(R\cos\varphi + X\sin\varphi)$$

dove:

- K è una costante che per i sistemi trifase vale 1,732;
- L è la lunghezza del collegamento espresso in km;
- I è la corrente trasportata, pari alla corrente di impiego, che dipende dal numero di torri collegate su ciascun tratto;
- R è la resistenza del conduttore espressa in Ω/km ;
- X è la reattanza di fase espressa in Ω/km ;
- $\cos\varphi$ è il fattore di potenza del carico, convenzionalmente pari a 0,95.

Sostituendo i valori nella formula precedente, considerato che il contributo alla corrente nominale di ciascuna torre è pari a:

$$I_N = 133,70 \text{ A,}$$

è possibile costruire la tabella seguente che riepiloga le cadute di tensione dei singoli tratti, come riportate nella tavola dello schema unifilare di MT.

Tabella – Cadute di tensione

TRATTO	SEZIONE [mm ²]	LUNGHEZZA LINEA [m]	ΔV % nel tratto	ΔV % Compless.
SAN 01 – CS 01	95	2.830	0,94%	0,94%
SAN 02 – CS 01	95	880	0,29%	0,29%
SAN 03 – CS 01	95	40	0,01%	0,01%
CS 01 – SEU	630	18.380	3,85%	4,79%
SAN 04 – CS 02	95	40	0,01%	0,01%
SAN 05 – CS 02	95	800	0,27%	0,27%
SAN 06 – CS 02	95	2.030	0,68%	0,68%
CS 02 - SEU	630	16.790	3,52%	4,19%
SAN 07 – CS 03	95	40	0,01%	0,01%
SAN 08 – CS 03	95	990	0,33%	0,33%
SAN 09 – CS 03	95	2.400	0,80%	0,80%
CS 03 – SEU	630	17.610	3,69%	4,49%

Lo schermo dei cavi a MT deve essere messo a terra ad entrambe le estremità della linea.

È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

Ai sensi della CEI 11-27, essendo il tratto più lungo del cavidotto oltre i 4 km, gli schermi dei cavi MT saranno sempre atterrati alle estremità e possibilmente nella mezzeria del tratto più lungo collegandoli alla corda di terra presente nello scavo.

❖ **CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE A 150 KV**

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202201924, prevede la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico, collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della sezione 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

❖ **SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE**

L'ubicazione della sottostazione di trasformazione è prevista nel Comune di Castellaneta, in un'area catastalmente identificata dal fg. 17 p.la 131 adiacente alla Stazione Elettrica RTN.

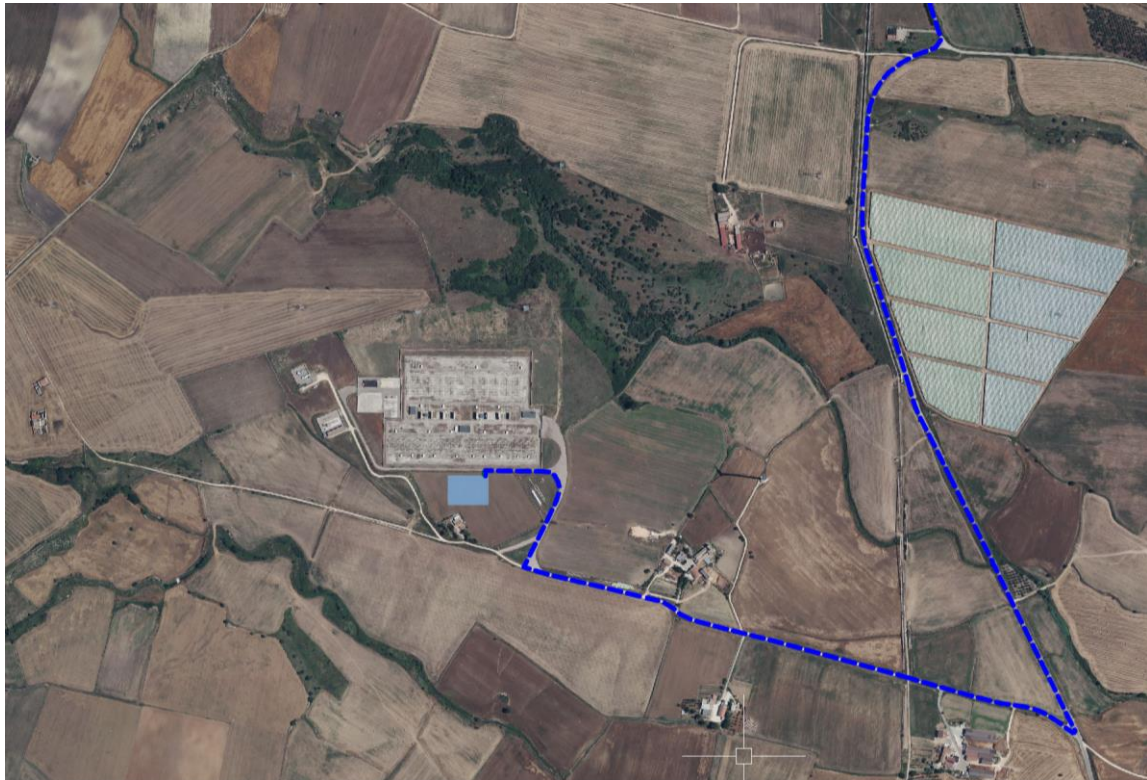


Figura 3-3: Ortofoto area di futura Stazione elettrica Utente adiacente alla Stazione Terna



Figura 3-4: Foto dell'area di futura Stazione elettrica utente

La Sottostazione Elettrica "Santeramo Wind Srl" costituisce impianto d'utente per la connessione; la sua funzione, come descritto in precedenza, è quella di convogliare l'energia prodotta dall'impianto eolico "Santeramo in Colle", effettuare la trasformazione alla tensione nominale di 150 kV e interconnettere la propria sezione 150 kV a quella della stazione elettrica RTN 150kV, tramite il collegamento a mezzo del sistema di sbarre sopracitato.

Per l'ubicazione delle celle MT con l'arrivo dei collegamenti a 30 kV dall'impianto eolico "Santeramo in Colle", i quadri dei servizi ausiliari in bt, dei trasformatori elettrici MT/bt, dei servizi generali, nonché per gli apparati del sistema di supervisione e comando dell'impianto, al pari dei locali per il personale, sarà installato un "Edificio Utente", come nel seguito specificato.

Principali dati del lay-out impiantistico della stazione RTN:

- distanza tra le fasi per le sbarre, le apparecchiature ed i conduttori: 2,20 m
- larghezza massima degli stalli: 11 m
- altezza dei conduttori di stallo: 4,50 m
- quota asse sbarre: 7,50 m



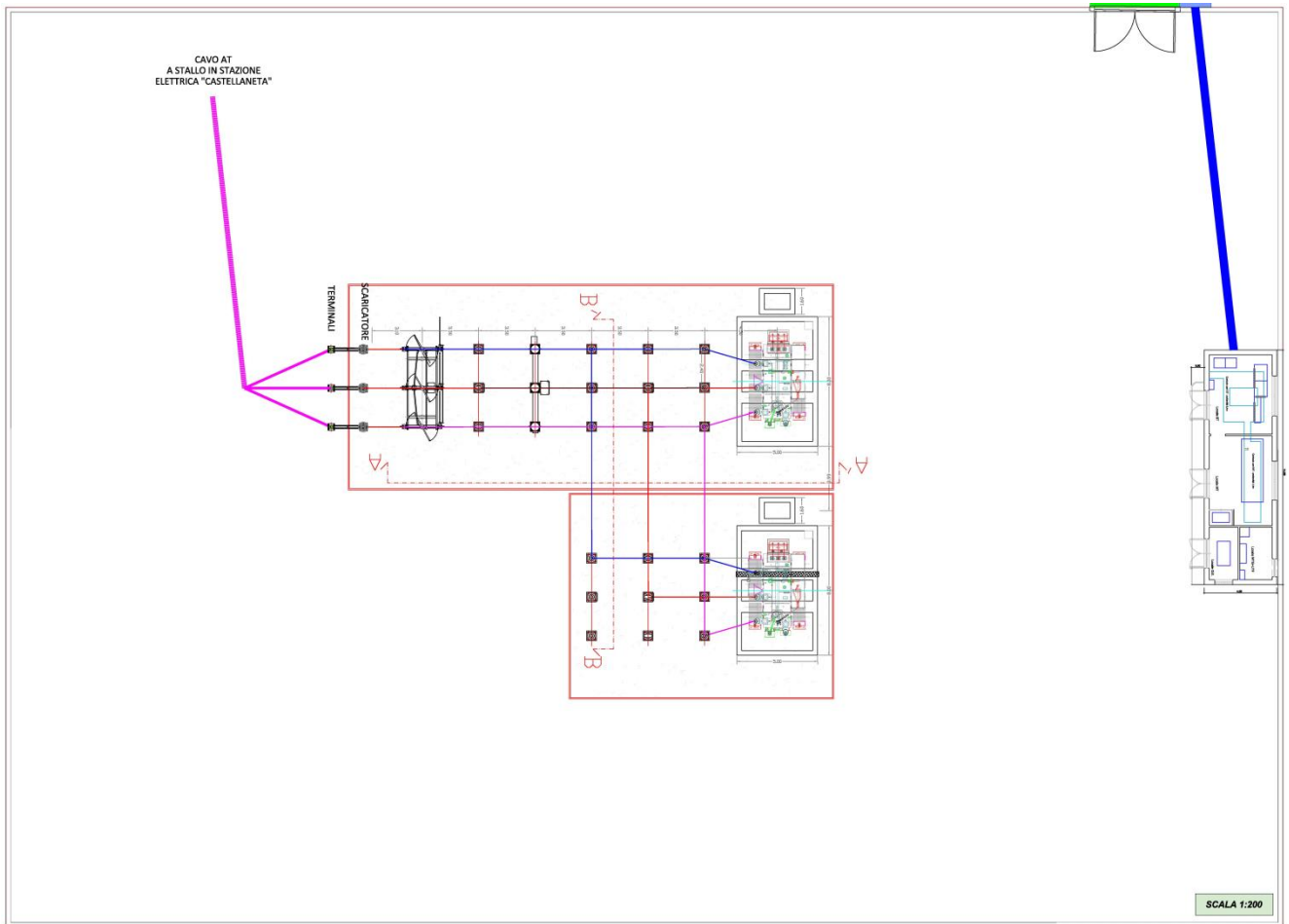


Figura 3-5: Stazione elettrica utente – schema planimetrico

➤ **Obiettivi di Economia Circolare e Ciclo di Vita dell'impianto**

II principi dell'economia Circolare nascono dalla consapevolezza che l'attuale modello economico di sviluppo, non è più in grado di sostenere determinati ritmi produttivi senza danneggiare valori tangibili e intangibili dell'attuale società.

Questo modello ha trovato forza e ispirazione anche dal più ampio concetto di **Sviluppo Sostenibile** promosso da diversi anni dai governi, che intende dare alle future generazioni le stesse possibilità di sviluppo economico, sociale e ambientale di quella attuale.

Il 25 settembre 2015 l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite ha adottato *l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile*, corredata da una lista di 17 obiettivi (Sustainable Development Goals, SDGs nell'acronimo inglese) e 169 sotto-obiettivi, che riguardano tutte le dimensioni della vita umana e del pianeta e che dovranno essere raggiunti da tutti i paesi del mondo entro il 2030, alcuni di essi anche entro il 2020.

Il concetto di Sviluppo Sostenibile si evidenzia in tre principali dimensioni: prosperità economica, rispetto ambientale e sviluppo sociale.

I 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 prendono in esame tutte le dimensioni del pianeta e della vita umana, occupandosi di temi come l'agricoltura, il rispetto l'ecosistema terrestre, l'educazione e il miglioramento della salute, fino alla lotta a ogni forma di povertà. Nel complesso puntano a raggiungere quell'equilibrio globale rappresentato dalla sostenibilità dell'intero sistema.



Figura 3-6: 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030

Dei 17 obiettivi elencati, l'Economia Circolare è rappresentata in 6.

Il principio di "rinnovamento della materia" è il pilastro trainante dell'economia circolare che conseguentemente genera nuove economie creando differenti opportunità per il tessuto sociale in cui questa economia si trova.

L'Economia Circolare è dunque un importante tassello per riuscire a soddisfare i principi dello sviluppo sostenibile, con un'applicazione concreta nella maggior parte delle filiere industriali, soprattutto quelle con un alto tasso di spreco di risorse e di consumo di materie prime (per citarne alcuni il settore minerario, tessile, edilizia, packaging, elettronica).

Uno degli obiettivi più importanti dell'economia circolare è la tutela e valorizzazione dell'ambiente con un focus particolare al rinnovamento della materia.

Per rinnovamento della materia si intendono tutte le ottimizzazioni nella progettazione e nel design di prodotto, l'ottimizzazione dei processi industriali e di filiera che riescono a ridurre il consumo e l'utilizzo di materie prime in fase di produzione/costruzione, l'utilizzo di materie riciclate (END OF WASTE) o beni ricondizionati, la riduzione degli scarti di produzione, la riduzione dei rifiuti generati e il riciclaggio degli stessi.

Dato che l'attuale andamento di estrazione delle risorse del nostro pianeta risulta insostenibile (negli ultimi 30 anni abbiamo consumato 1/3 delle risorse della Terra), in quanto consumiamo materie prime più di quelle che possiamo utilizzare a una velocità maggiore della loro stessa rigenerazione, l'economia circolare può essere la chiave per riuscire a ridurre il nostro impatto ambientale sul pianeta.

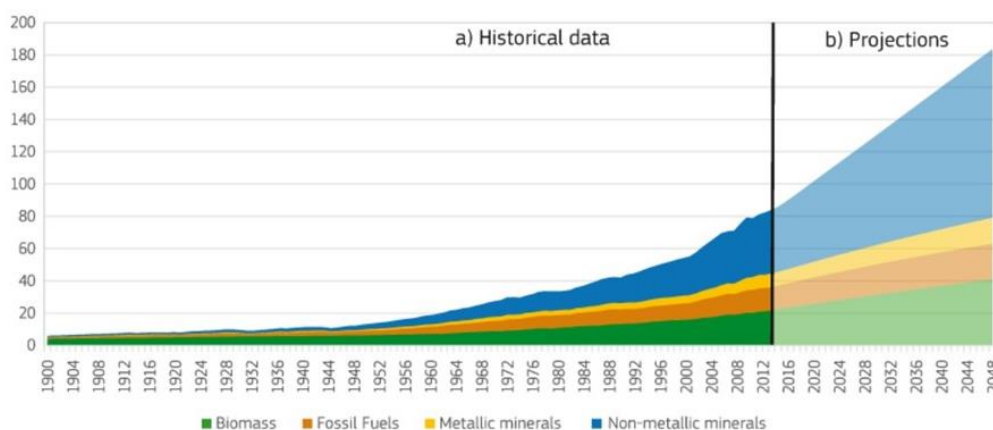


Figura 3-7: Estrazione globale delle risorse per tipologia di prodotto (fonte - European Commission)

L'economia circolare presuppone un cambiamento dei modelli di business che contraddistinguono la maggior parte delle imprese a livello mondiale, passando da una produzione lineare a una circolare.



Figura 3-8: Economia lineare

Questo implica l'adozione di nuovi obiettivi e strumenti già dalla fase di progettazione (**ECO-DESIGN**), il riutilizzo di materia riciclata in fase di produzione (**CIRCULAR GAP**), l'utilizzo di energia rinnovabile o la redistribuzione di responsabilità all'interno di una filiera (**EPR**).

Tale modello sembra prevedere ai propri estremi un'indifferenza di gestione, dove in fase di approvvigionamento non ci si preoccupa di attingere massicciamente alle risorse naturali, senza curarsi quindi della loro disponibilità nel lungo periodo. In fase finale non ci si preoccupa che tipo di rifiuto il proprio prodotto potrà generare, che impatti di medio e lungo periodo possa provocare all'ambiente e alla società, e non ci si preoccupa neanche delle possibili soluzioni di recupero e riciclo.

L'alternativa non può quindi che essere un cambiamento nel modello di riferimento passando da un approccio da lineare a uno circolare.



Figura 3-9: Economia Circolare

L'economia circolare rende infatti evidente, già nella sua semplice schematizzazione, che non esiste più una distanza tra la "nascita" e il fine vita di un prodotto, poiché il ciclo di produzione inizia con l'acquisizione di materie prime e risorse naturali riciclate, ovvero già utilizzate in cicli produttivi precedenti, recuperate da scarti e rifiuti e rigenerate per essere reimmesse in un nuovo ciclo di produzione.

C'è da sottolineare che Riciclare non è l'unico principio su cui si basa il modello circolare: anche la Prevenzione, la Riduzione e il Riutilizzo sono altrettanto fondamentali. Questo approccio rispecchia la gerarchia di gestione rifiuti prevista dalla Direttiva 2008/98/CE, nella quale viene stabilito un preciso ordine di priorità, a rimarcare che per il legislatore europeo non è equivalente applicare metodi che riducono i rifiuti alla fonte o avere individuato una serie di siti dove andare a interrare i rifiuti una volta raccolti, sia pure secondo tutti i criteri di legge e con tutte le attenzioni per l'ambiente.

Il Proponente del progetto in oggetto segue i principi e gli obiettivi di una economia circolare, per cui ha predisposto già nella fase definitiva della progettazione un impegno alla riduzione del rifiuto, alla scelta dei materiali, al loro riutilizzo.

Il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili è in continuo aumento e nell'industria dell'eolico, l'elemento più complesso da smaltire è l'aerogeneratore.

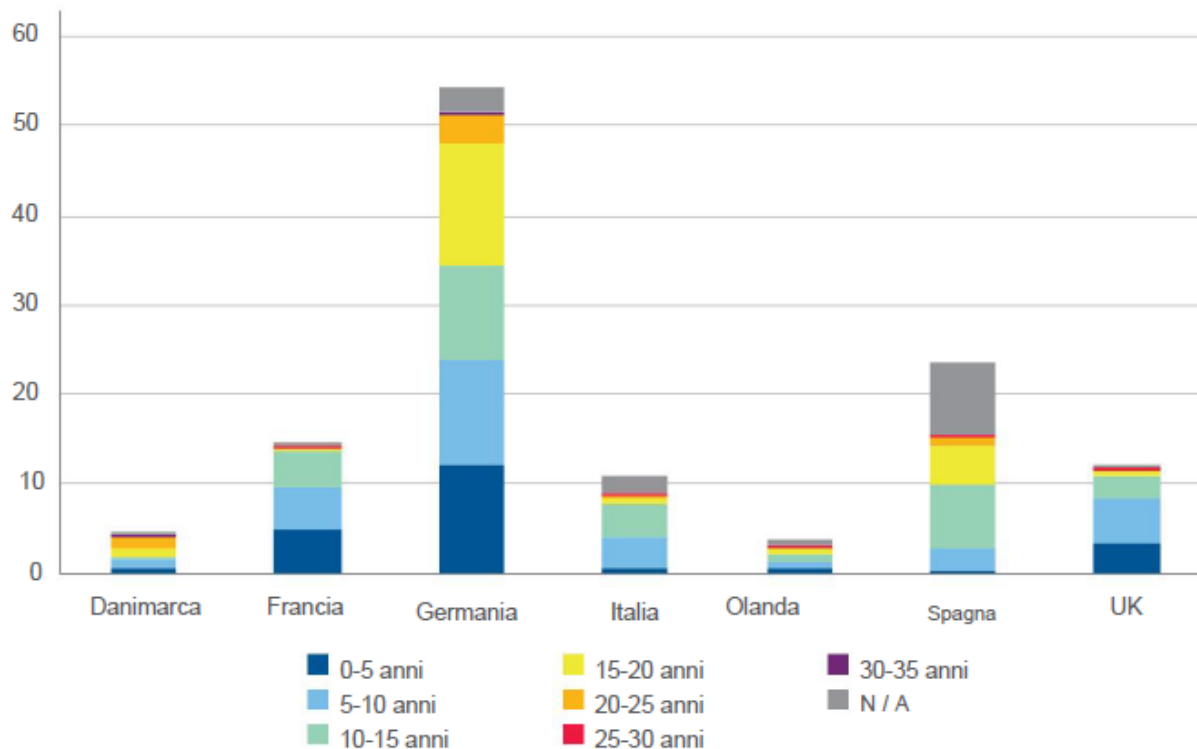
Ad oggi, circa l'85-90% della massa totale delle turbine eoliche può essere riciclato. La maggior parte dei componenti di una turbina eolica – la fondazione, la torre e i componenti della navicella – hanno stabilito pratiche di riciclaggio. Tuttavia, le pale delle turbine eoliche sono più difficili da riciclare a causa dei materiali compositi utilizzati nella loro produzione. Sebbene esistano varie tecnologie per riciclare le lame e un numero crescente di aziende offre servizi di riciclaggio dei compositi, queste soluzioni non sono ancora ampiamente disponibili e competitive in termini di costi.

La WindEurope, in collaborazione con Cefic e EuCIA, attraverso una piattaforma collaborativa intersettoriale, ha redatto un rapporto sul riciclaggio delle pale delle turbine eoliche (Accelerating Wind Turbine Blade Circularity – 2020).

Tale rapporto:

- ❖ descrive la struttura delle pale delle turbine eoliche e la composizione dei materiali,
- ❖ evidenzia i volumi previsti di rifiuti compositi, inclusi i rifiuti delle pale delle turbine eoliche;
- ❖ mappa le normative vigenti in materia di rifiuti compositi in Europa;
- ❖ descrive le tecnologie di riciclo e recupero esistenti per il trattamento dei rifiuti compositi nonché applicazioni innovative per l'utilizzo di rifiuti compositi;
- ❖ fornisce raccomandazioni per la ricerca e l'innovazione per migliorare ulteriormente la circolarità delle pale delle turbine eoliche e la progettazione per il riciclaggio.

Tale impegno da parte dell'industria eolica si è reso necessario in quanto la WindEurope stima che entro il 2023 potrebbero essere dismesse circa 14.000 pale, equivalenti a tra 40.000 e 60.000 tonnellate.



Fonte: WindEurope

Figura 3-10: Età della flotta eolica onshore in Europa

Il riciclaggio di queste vecchie pale è una priorità assoluta per l'industria eolica. Ciò richiede soluzioni logistiche e tecnologiche per lo smontaggio, la raccolta, il trasporto, la gestione dei rifiuti e il reinserimento nella catena del valore.

Le pale delle turbine eoliche sono costituite da materiali compositi che aumentano le prestazioni dell'energia eolica consentendo pale più leggere e più lunghe con una forma aerodinamica ottimizzata.

Il riciclaggio dei compositi non è solo una sfida per l'industria eolica, ma piuttosto una sfida intersettoriale. I rifiuti di lame rappresenteranno solo il 10% dei rifiuti compositi termoindurenti totali stimati entro il 2025.

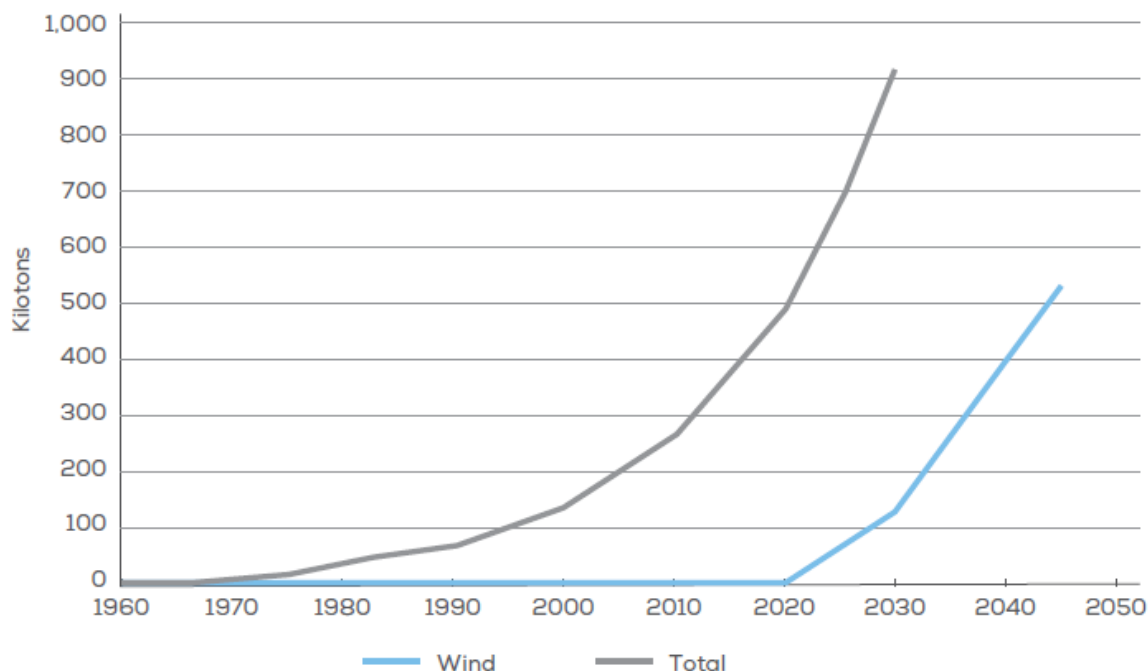


Figura 3-11: Produzione di rifiuti composti – andamento del settore (kton/anno)

Sarà necessario un impegno attivo da parte di tutti i settori e delle autorità che utilizzano composti per sviluppare soluzioni economicamente vantaggiose e forti catene del valore europee.

L'attuale legislazione europea sui rifiuti sottolinea la necessità di sviluppare un'economia circolare e aumentare i tassi di riciclaggio per far fronte all'inquinamento da rifiuti non necessario e aumentare l'efficienza delle risorse. In futuro potrebbe esserci una maggiore armonizzazione delle linee guida e della legislazione, che sarebbe più efficiente per lo sviluppo di un mercato europeo per il riciclaggio delle pale.

L'industria eolica sta lavorando ad una proposta di linee guida per lo smantellamento e smaltimento delle turbine eoliche.

Oggi, la tecnologia principale per il riciclaggio dei rifiuti composti è attraverso il co-processing del cemento. Il co-processing del cemento è disponibile in commercio per il trattamento di grandi volumi di rifiuti (anche se non in tutte le aree geografiche). In questo processo i componenti minerali vengono

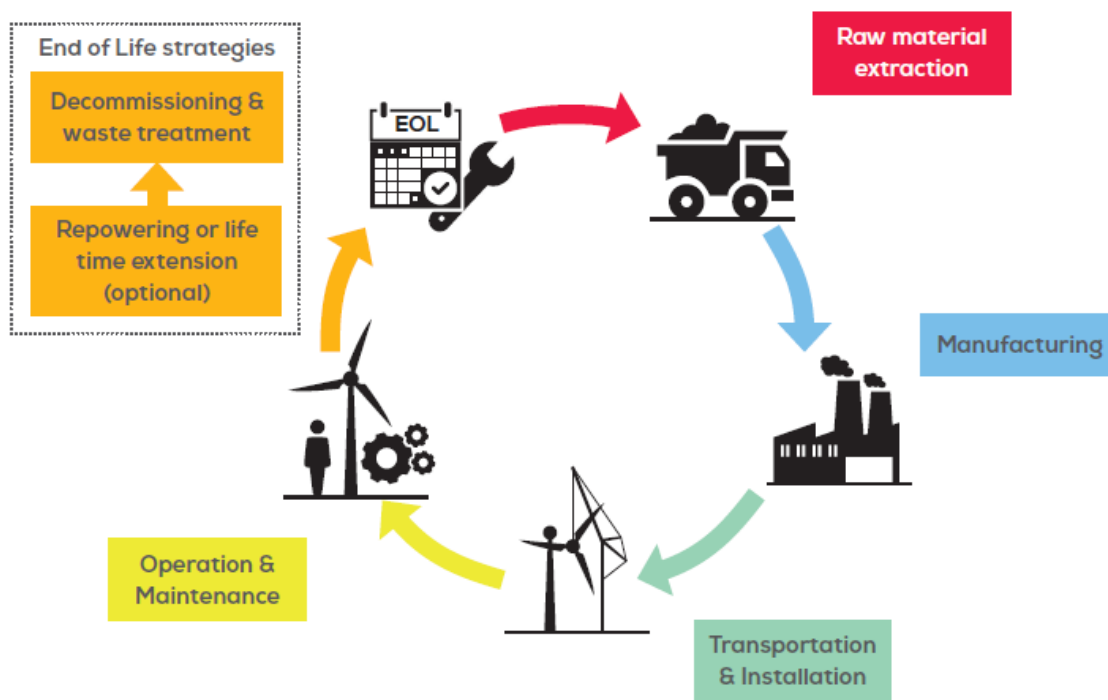
riutilizzati nel cemento. Tuttavia, la forma della fibra di vetro non viene mantenuta durante il processo, cosa che dal punto di vista della gerarchia dei rifiuti potrebbe essere meno preferita.

WindEurope, Cefic ed EuCIA sostengono fortemente l'aumento e il miglioramento del riciclaggio dei rifiuti compositi attraverso lo sviluppo di tecnologie di riciclaggio alternative che producano riciclati di maggior valore e consentano la produzione di nuovi compositi. Ulteriore sviluppo e industrializzazione di alternative termiche o chimiche le tecnologie di riciclaggio possono fornire ai settori che utilizzano compositi, come l'edilizia e l'edilizia, i trasporti, l'industria marittima ed eolica, soluzioni aggiuntive per il fine vita.

L'Europa deve investire in maggiore ricerca e innovazione per diversificare e aumentare le tecnologie di riciclaggio dei compositi, per sviluppare nuovi materiali ad alte prestazioni con una maggiore circolarità e per progettare metodologie per migliorare la circolarità e le capacità di riciclaggio delle lame.

Infine, la comprensione scientifica degli impatti ambientali associati alla scelta dei materiali e al diverso trattamento dei rifiuti anche i metodi dovrebbero essere migliorati (valutazione del ciclo di vita).

L'industria eolica sta dimostrando il suo impegno nel promuovere un'economia più circolare e a determinare i modi in cui può sostenerla. Per massimizzare è necessario un processo sostenibile per gestire le turbine eoliche alla fine del loro ciclo di vita i benefici ambientali dell'energia eolica da un approccio basato sul ciclo di vita. Per fare ciò, l'industria eolica è attivamente alla ricerca di industrie e settori che possano utilizzare i materiali e le apparecchiature dismesse dai parchi eolici. E l'industria eolica vuole lavorare con loro per costruire capacità nella circolarità delle pale delle turbine eoliche, anche attraverso lo sviluppo di nuovi design e materiali strutturali più facilmente riciclabili.

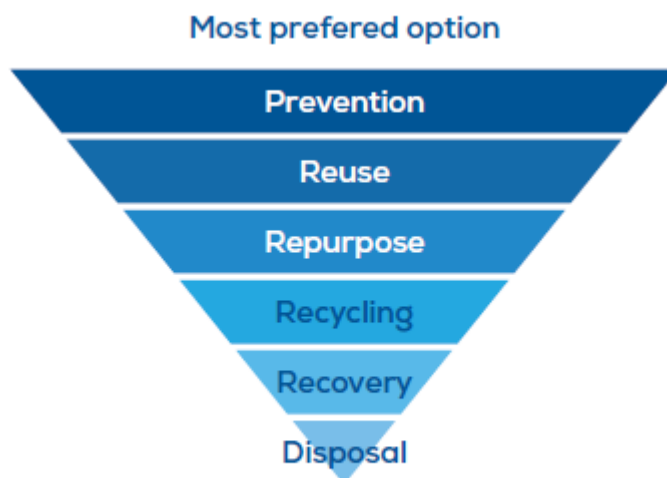


Source: WindEurope

Figura 3-12: Il ciclo di vita di una turbina eolica

Oggi la legislazione sul trattamento dei rifiuti composti o delle lame è limitata sia a livello dell'UE che a livello nazionale.

La Direttiva quadro europea sui rifiuti (2008/98/CE) definisce i concetti di base relativi alla gestione dei rifiuti. Sottolinea la necessità di un maggiore riciclaggio e mette in evidenza la ridotta disponibilità di discariche. Stabilisce inoltre la gerarchia dei rifiuti mostrata nella seguente.



Source: ETIPWind

Figura 3-13: La gerarchia dei rifiuti

L'industria eolica è impegnata nella gestione sostenibile dei rifiuti in linea con la gerarchia dei rifiuti. Il primo passo è la **prevenzione** dello spreco delle lame attraverso sforzi di riduzione e sostituzione nella progettazione.

La lama deve essere utilizzata e **riutilizzata** il più a lungo possibile prima che sia necessario il trattamento dei rifiuti. La manutenzione e la riparazione di routine sono necessarie per raggiungere la durata di progetto di una lama.

Il **riutilizzo** è il passo successivo nella gerarchia dei rifiuti. Ciò significa riutilizzare una parte esistente della lama per un'applicazione diversa. Ad esempio: Riutilizzo delle lame per parchi giochi o arredo urbano

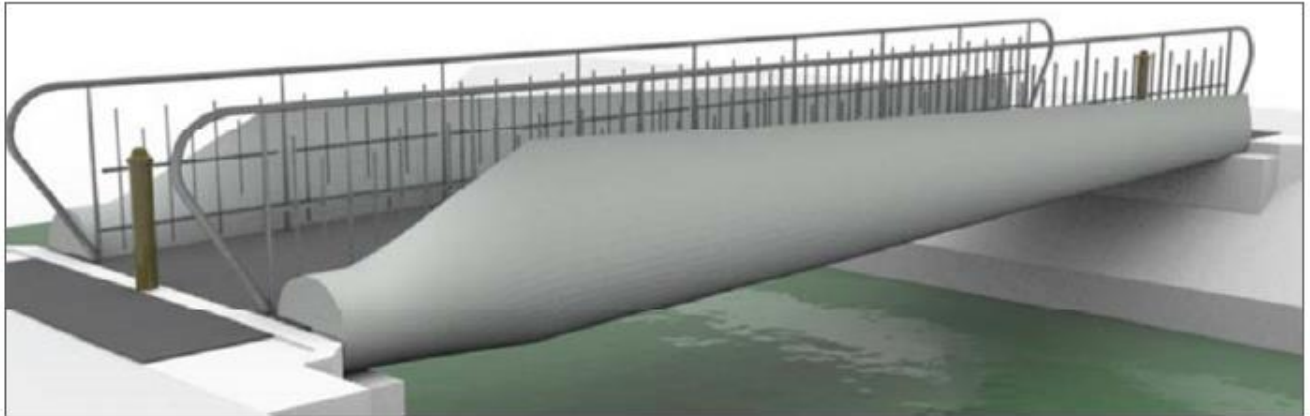


Figura 3-14: Esempio di riutilizzo: Un progetto concettuale di ponte pedonale che utilizza pale eoliche come travi principali - progetto di ricerca Re-Wind

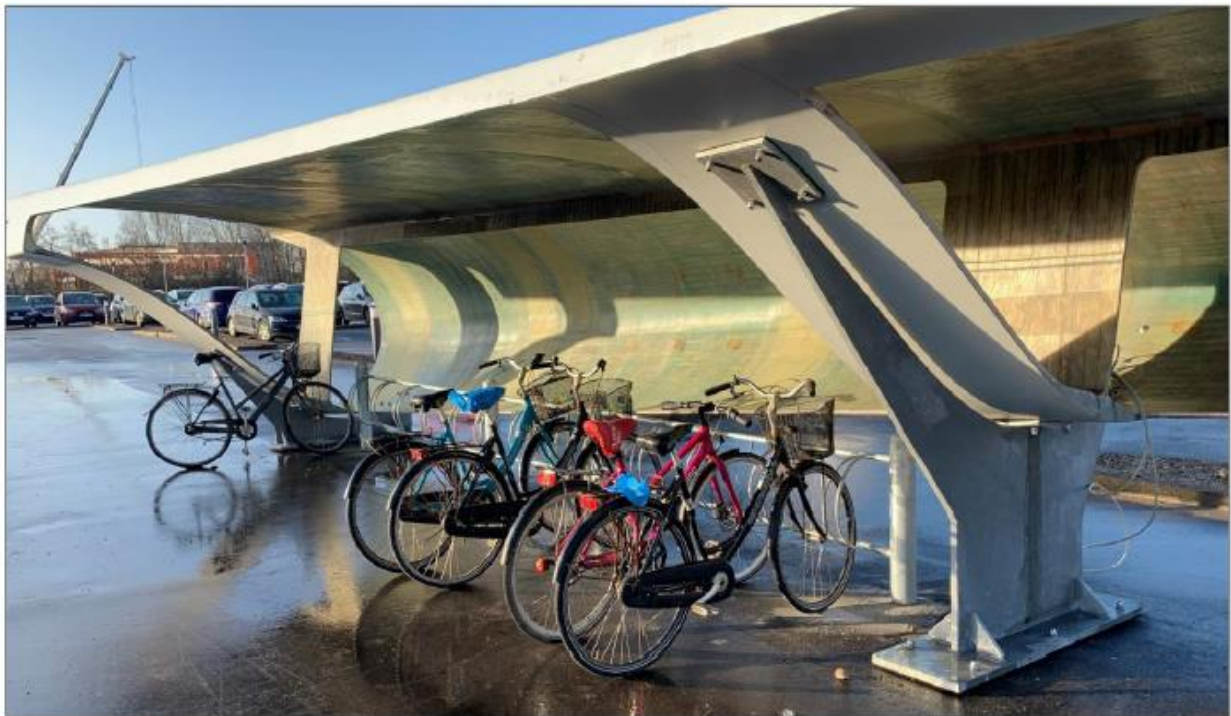


Figura 3-15: Esempio di riutilizzo: Installazione Deposito biciclette ad Aalborg, Danimarca

Tuttavia, ad oggi, gli esempi riproposti rappresentano progetti dimostrativi che difficilmente rappresenteranno una soluzione su larga scala per i futuri volumi previsti.

Laddove non sia possibile il riutilizzo, **riciclaggio e recupero** sono le successive opzioni. Riciclare significa che la lama diventa un nuovo prodotto o materiale con lo stesso o diverso uso funzionale. Il riciclaggio richiede energia e altre risorse per convertire i rifiuti della lama in qualcos'altro.



Modern urban furniture, DesignAustria



Bathroom furniture, Novellini

Source: FiberEUse (H2020-CIRC-01-2016-2017, GA n° 730323)

Figura 3-16: Esempio di riciclo: prodotti basati su composti di lame riciclati (progetti dimostrativi)

Modalità di trattamento e riciclaggio

Oggi, le tecnologie possibili per il riciclaggio dei materiali composti sono le seguenti:

- co-processing del cemento;
- processi di macinazione meccanica e termica (pirolisi, letto fluido);
- processi termici e termochimici (solvolisi);
- processi elettromeccanici (frammentazione dell'impulso ad alta tensione).

Queste tecnologie alternative sono disponibili a diversi livelli di maturità e non tutte sono disponibili su scala industriale, con diversi livelli di prontezza tecnologica (TRL). I metodi di lavorazione variano

anche nei loro effetti sulla qualità della fibra (proprietà di lunghezza, resistenza, rigidità), influenzando così il modo in cui le fibre riciclate possono essere applicate.

L'industria eolica è coinvolta in numerosi progetti di ricerca e sviluppo e sta spingendo per lo sviluppo e l'industrializzazione di tecnologie alternative per fornire a tutti i settori che utilizzano compositi soluzioni aggiuntive per il fine vita.

Attualmente la tecnologia principale per il riciclaggio dei rifiuti compositi è il co-processing del cemento, noto anche come percorso del forno per il cemento.

Nel **co-processing del cemento**, la fibra di vetro viene riciclata come componente degli impasti cementizi (clinker di cemento). La matrice polimerica viene bruciata come combustibile per il processo (chiamato anche combustibile derivato dai rifiuti), che riduce l'impronta di carbonio della produzione di cemento. La co-elaborazione del cemento offre un ro

Il co-processing ha anche una semplice filiera. Le pale delle turbine eoliche possono essere scomposte vicino al luogo di smontaggio facilitando così il trasporto all'impianto di lavorazione. Sebbene sia molto promettente in termini di rapporto costo-efficacia ed efficacia, in questo processo la forma della fibra del vetro scompare e quindi non può essere utilizzata in altre applicazioni di compositi.

La **Mechanical grinding** (macinazione meccanica) è una tecnologia comunemente usata per la sua efficacia, il basso costo e il basso fabbisogno energetico. Tuttavia, diminuisce drasticamente il valore dei materiali riciclati. Il materiale è estremamente limitato nelle applicazioni dei compositi termoindurenti (meno del 10%). Per il riutilizzo delle fibre come rinforzo nelle applicazioni termoplastiche, la variazione nella composizione e la potenziale contaminazione con le particelle di resina ha un impatto negativo sulla velocità di produzione della resina termoplastica rinforzata e sulla qualità della resina termoplastica.

La **Pirolisi** è un processo di riciclo termico che permette il recupero della fibra sotto forma di cenere e della matrice polimerica sotto forma di prodotti idrocarburici. La pirolisi richiede investimenti e costi di gestione elevati. Attualmente non è implementato su larga scala poiché i volumi di compositi rinforzati con fibra di carbonio sono bassi.

High voltage pulse fragmentation è un processo elettromeccanico che separa efficacemente le matrici dalle fibre con l'uso dell'elettricità. Rispetto alla macinazione meccanica, la qualità delle fibre ottenute è superiore; le fibre sono più lunghe e più pulite.

La **Solvolisi** è un trattamento chimico in cui vengono utilizzati solventi (acqua, alcol e/o acido) per rompere i legami della matrice a una temperatura e pressione specifiche. La solvolisi offre molte possibilità grazie a un'ampia gamma di opzioni di solvente, temperatura e pressione. Rispetto alle tecnologie termiche, la solvolisi richiede temperature più basse per degradare le resine, con conseguente minore degradazione delle fibre. Ad oggi, solo le fibre di carbonio vengono riciclate tramite solvolisi.

Fluidises Bed questo processo può trattare materiale misto (es. superfici verniciate o anime in schiuma), e quindi potrebbe essere particolarmente adatto per i rifiuti a fine vita

Quanto descritto evidenzia che mentre esistono varie tecnologie per riciclare la fibra di vetro e la fibra di carbonio dalle turbine eoliche lame, queste soluzioni devono ancora essere ampiamente disponibili su scala industriale ed essere competitivi in termini di costi. In molti casi, il materiale riciclato non può competere con il prezzo di materie vergini.

L'industria eolica sta spingendo per lo sviluppo e l'industrializzazione di tecnologie alternative per fornire a tutti i settori che utilizzano i compositi soluzioni aggiuntive per i prodotti a fine vita. In quanto tale, l'industria eolica è coinvolta in molti progetti di ricerca e sviluppo.

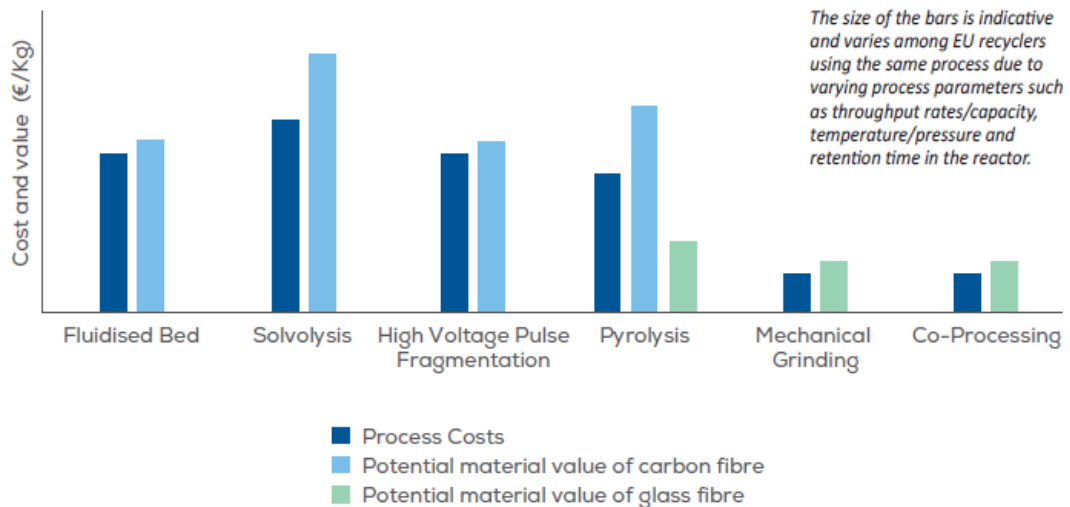


Figura 17: Costi e valori relativi stimati delle tecnologie di riciclo dei compositi

L'impianto in oggetto ha un periodo stimato di vita pari a 25 anni, si ipotizza che, a tale data, le tecnologie disponibili su scala industriale potranno essere più performanti, diverse e più competitive.

Il proponente, nella procedura di dismissione dell'impianto valuterà quale tecnologia sarà la più idonea, al fine di garantire ai materiali utilizzati un corretto ciclo di vita, dando risalto ad una economia circolare che riesca a ridurre l'impatto ambientale sul pianeta.

➤ **Le emissioni delle fonti elettriche sul ciclo di vita**

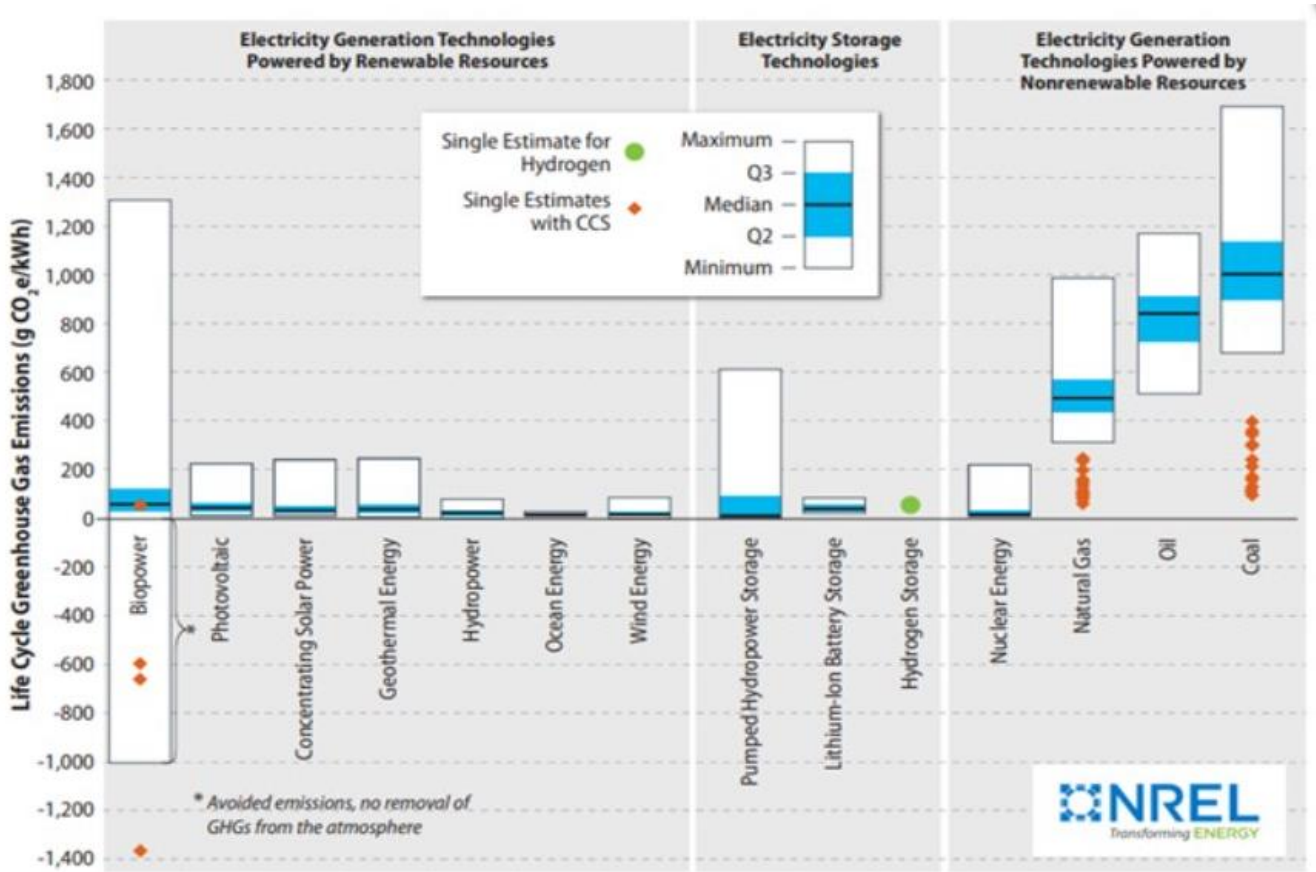
Recenti e numerosi studi sul *ciclo di vita* e sul *bilancio energetico* delle principali fonti di energia, hanno dimostrato che le fonti rinnovabili generano molta più energia di quella impiegata per produrre e trasportare i componenti di queste tecnologie e il loro impatto climatico durante l'intero ciclo di vita è ampiamente inferiore a quello delle fonti fossili.

Per illustrare queste evidenze, prendiamo le mosse da una delle ultime analisi in materia, pubblicata l'anno scorso da una fonte qualificata come il National Renewable Energy Laboratory (**NREL**), uno dei laboratori nazionali del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti.

In questo studio, il NREL ha armonizzato le tante valutazioni del ciclo di vita (LCA) sulle tecnologie di generazione dell'energia elettrica. Scopo dell'analisi è stato quello di ridurre la variabilità e chiarire le tendenze sulle stime dei loro impatti ambientali.

"Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle tecnologie di generazione rinnovabili sono generalmente inferiori a quelle delle tecnologie basate sui combustibili fossili", ha concluso il NREL.

L'eolico ha un impatto circa 77 volte inferiore al carbone, 65 volte minore del petrolio e 37 volte più basso del gas naturale, in base ai livelli mediani di grammi di CO₂ equivalente emessi per kWh prodotto, come si può vedere nel grafico e nella tabella seguenti.



	Generation Technology	One-Time Upstream	Ongoing Combustion	Ongoing Non Combustion	One-Time Downstream	Total Life Cycle	Sources
Renewable	Biomass	NR	—	NR	NR	52	EPRI 2013 Renewable Electricity Futures Study 2012
	Photovoltaic ^a	~28	—	~10	~5	43	Kim et al. 2012 Hsu et al. 2012 NREL 2012
	Concentrating Solar Power ^b	20	—	10	0.53	28	Burkhardt et al. 2012
	Geothermal	15	—	6.9	0.12	37	Eberle et al. 2017
	Hydropower	6.2	—	1.9	0.004	21	DOE 2016
	Ocean	NR	—	NR	NR	8	IPCC 2011
Storage	Wind ^c	12	—	0.74	0.34	13	DOE 2015
	Pumped-storage hydropower	3.0	—	1.8	0.07	7.4	DOE 2016
	Lithium-ion battery	32	—	NR	3.4	33	Nicholson et al. 2021
Nonrenewable	Hydrogen fuel cell	27	—	2.5	1.9	38	Khan et al. 2005
	Nuclear ^d	2.0	—	12	0.7	13	Warner and Heath 2012
	Natural gas	0.8	389	71	0.02	486	O'Donoghue et al. 2013
	Oil	NR	NR	NR	NR	840	IPCC 2011
	Coal	<5	1010	10	<5	1001	Whitaker et al. 2012

Figura 18: Livelli medi di grammi di CO2 equivalente emessi per kWh prodotto

Dai valori in tabella si evince che neanche con la tecnologia di cattura e sequestro del carbonio (CCS) applicata alle fonti fossili, gas e carbone riescono a ridurre il loro impatto ai livelli delle rinnovabili.

Nell'analisi dell'intero ciclo di vita, il NREL sottolinea che per le fonti fossili è la combustione durante il funzionamento dell'impianto a emettere la maggior parte dei gas serra, mentre per le tecnologie nucleari e rinnovabili, la maggior parte delle emissioni di gas serra avviene a monte, nella fase di estrazione e produzione dell'asset generativo.

➤ **EROI, l'Energy Return On Investment**

Da quanto osservato nelle immagini precedenti, si può affermare che le tecnologie rinnovabili emettano meno CO2 delle fonti fossili, e che quindi nell'intero ciclo di vita rappresenta un'indicazione indiretta che le rinnovabili hanno un bilancio energetico più favorevole rispetto a gas, carbone e petrolio.

Se le rinnovabili emettono meno CO₂, si suppone che richiedano anche meno energia per funzionare nel ciclo di vita, cosa che le pone in una posizione più vantaggiosa rispetto alle fossili anche in termini del rapporto fra energia consumata ed energia prodotta.

Un recente studio, pubblicato di recente sulla rivista scientifica "*Sustainability*" e intitolato "*Energy Return on Investment of Major Energy Carriers: Review and Harmonization*", si focalizza **sull'energia netta**, cioè l'energia che rimane dopo aver contabilizzato il "costo" energetico dell'estrazione e della lavorazione, l'energia "utile" che ci rimane per sostenere la società moderna.

La metrica usata è il **rendimento energetico dell'investimento** o "*energy return on investment*" (**EROI**), diffusasi negli ultimi anni per valutare la redditività dei processi di estrazione dell'energia.

Un EROI maggiore di 1 indica che una fonte fornisce alla società più energia di quella utilizzata nel processo di estrazione. Dallo studio risulta che tutte le fonti hanno un EROI maggiore di 1 (e ci mancherebbe altro, perché dovrebbe essere chiaro che nessuno investirebbe in una tecnologia energetica che produce meno di quanto ci è voluto a realizzarla).

Un valore di EROI pari a 1 fornisce lo 0% di energia netta, mentre un EROI di 2 fornisce già il 50% di energia netta, e così via, in maniera non lineare. Una tecnologia che estrae energia con un valore di EROI pari a 10 fornirà il 90% della sua energia come energia netta alla società. Lo studio ha quindi preso un valore 10 come soglia di riferimento, indicando che ogni ulteriore aumento dell'EROI produrrà solo miglioramenti relativamente marginali nella quantità di energia netta.

L'articolo evidenzia che la maggior parte dei combustibili termici, compresi i biocarburanti, il petrolio e il gas naturale, hanno EROI ben inferiori a 10 dopo aver considerato l'intera catena di produzione fino al punto di utilizzo, come mostra l'immagine seguente.

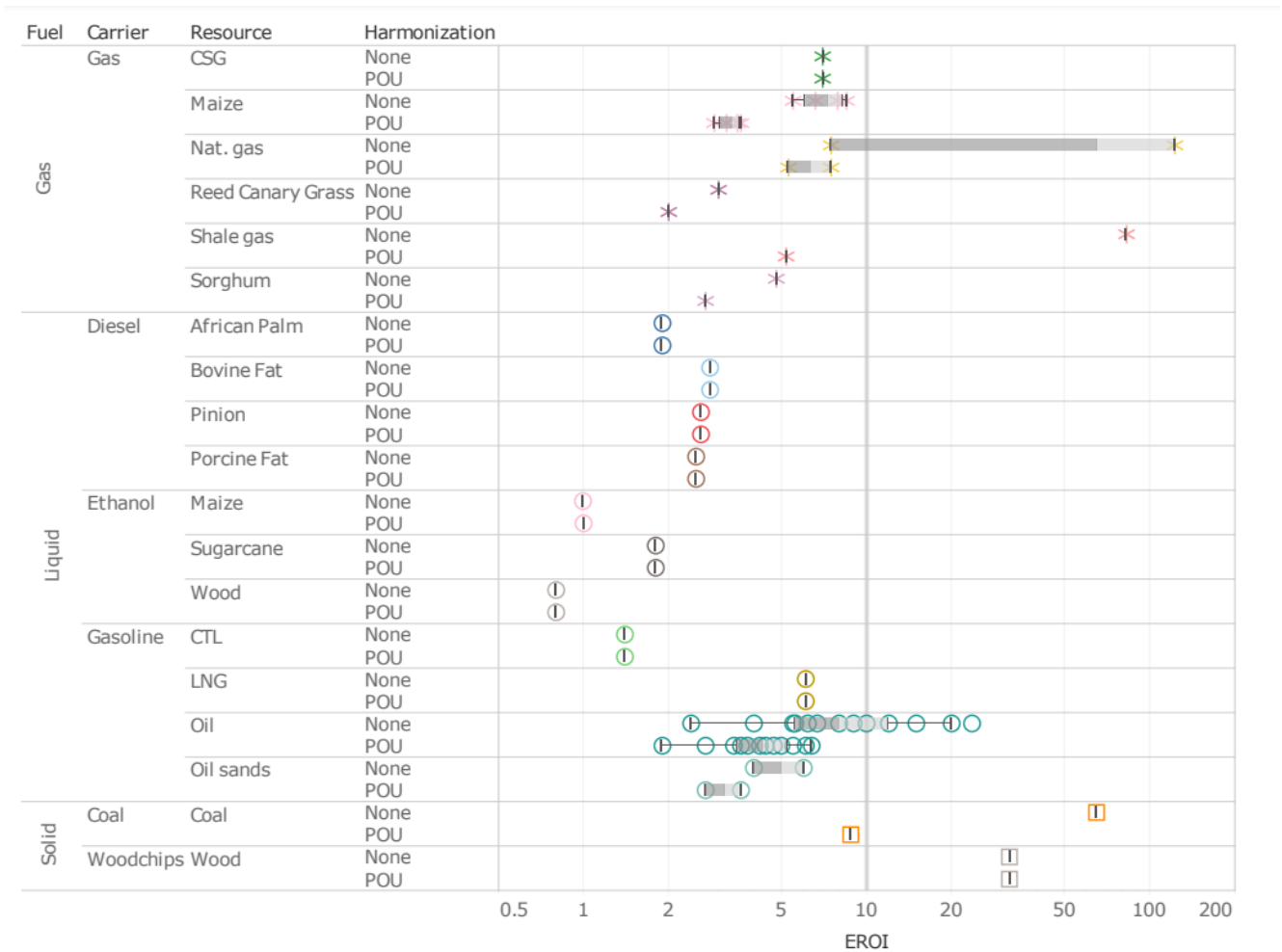


Figura 19: EROI dei Combustibili termici

Mentre, gli **EROI della produzione di energia elettrica da fonte eolica, idroelettrica e fotovoltaica sono tutti pari o superiori a 10**, espressi in termini di "energia primaria equivalente", come si può vedere nell'illustrazione, dove "BEECS" sta per bioenergie con cattura e stoccaggio della CO2.

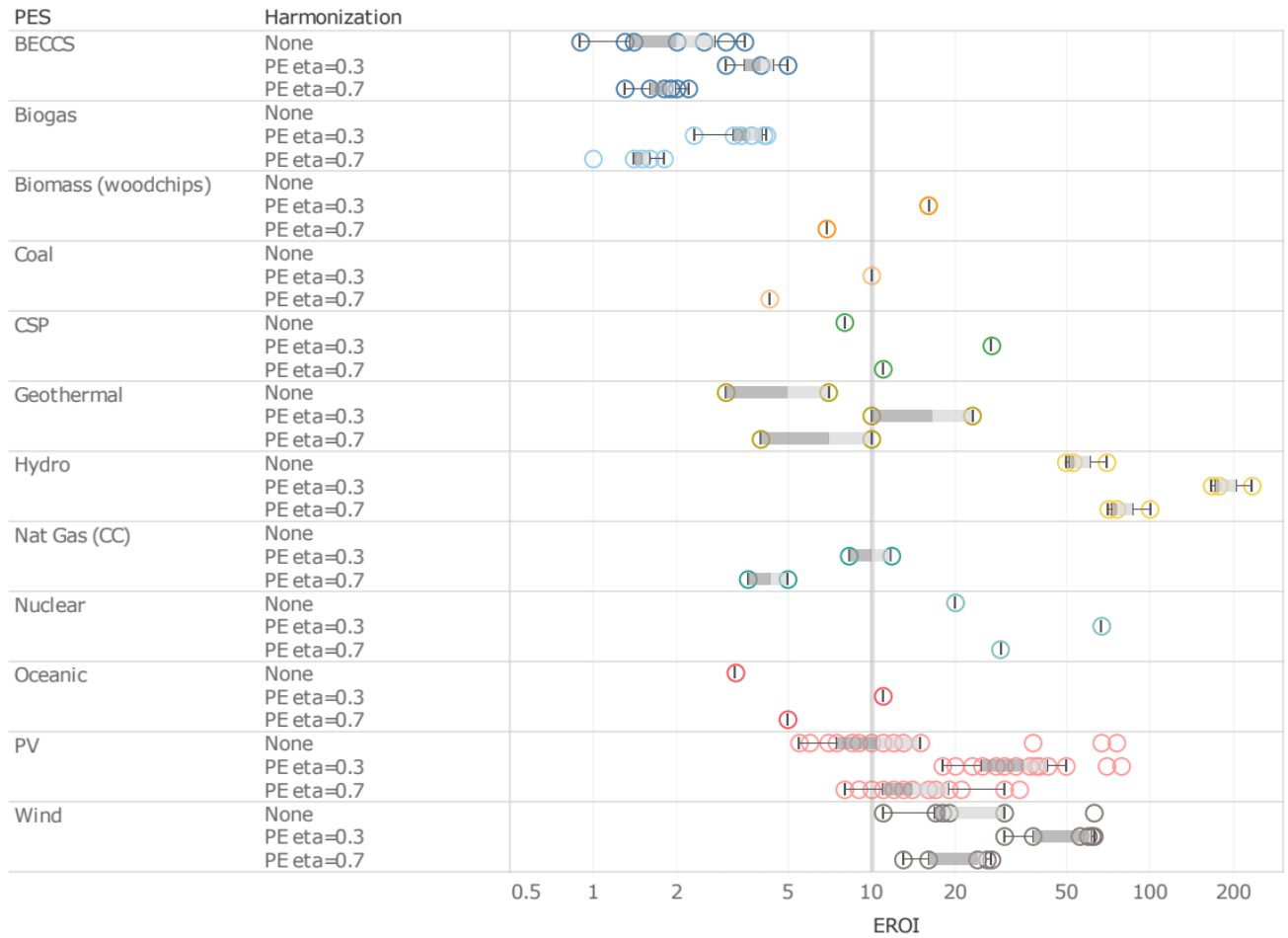


Figura 20: EROI delle Rinnovabili

Quanto esposto, ha evidenziato **gli indubbi vantaggi ambientali e le rilevanti ricadute socio-economiche derivanti dal ciclo di vita del parco eolico**, rispetto ad un impianto equivalente che non utilizzi fonti rinnovabili per la produzione di energia.

4. Disponibilità aree ed individuazione interferenze

➤ *Accertamento in ordine alla disponibilità delle aree interessate dall'intervento*

Il procedimento autorizzativo di cui all'art. 12 del D.Lgs 387/2003, e gli effetti dell'autorizzazione unica, comporta la dichiarazione di pubblica utilità degli interventi previsti in progetto, così come per tutte le infrastrutture energetiche, ai sensi degli artt. 52-quarter "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio per pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" D.P.R. 327/2001.

In merito alla disponibilità delle aree interessate dall'intervento, si precisa che attualmente è stata verificata la disponibilità dei proprietari alla costituzione di diritti reali di servitù e/o di diritto di superficie a titolo oneroso e per tutta la durata di esercizio del Parco Eolico, mediante la stipula di contratti preliminari.

➤ *Censimento delle interferenze e degli enti gestori*

Il tracciato delle linee MT 30kV interferisce con le infrastrutture presenti sul territorio; in questa fase di progetto è stato possibile censire:

- interferenze con linee di telecomunicazione
- interferenze con rete gas
- interferenze con tombini/impluvi naturali

Il dettaglio dell'interferenza del layout con le suddette reti è rappresentato nella tav. *EP09 – Planimetria con individuazione di tutte le interferenze e distanze di rispetto.*

➤ *Accertamento di eventuali interferenze con reti infrastrutturali presenti*

Per quanto attiene altre possibili interferenze con reti infrastrutturali presenti, sono state individuate una serie di reti elettriche aeree MT e BT, di gestione e-Distribuzione SpA, che interferiscono con la fase di costruzione dell'impianto, in particolare nella fase di consegna e montaggio delle ELE.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato *EP09 – Planimetria con individuazione di tutte le interferenze e distanze di rispetto.*

➤ **Accertamento di eventuali interferenze con strutture esistenti**

Non si segnalano interferenze rilevanti con strutture esistenti.

➤ **Progettazione della risoluzione delle interferenze, costi e tempi**

Nei punti di intersezione con i tombini e gli impluvi, il cavidotto sarà posato in tubi corrugati posti ad una profondità >1mt dall'intradosso del tombino; verrà garantita una protezione meccanica al tubo mediante una soletta in c.a. dello spessore di circa 50 cm.

In corrispondenza degli attraversamenti stradali delle Strade provinciali i cavi verranno posati in tubazioni poste a profondità >100cm estradosso tubo, da posarsi in verticale all'interno di minitrincea, colmata in cls e finita in binder.

Nei punti di eventuale intersezione con le condotte AQP il cavidotto sarà posato in tubi corrugati posti ad una profondità >1mt dall'intradosso della tubazione; verrà garantita una protezione meccanica al tubo mediante una soletta in c.a. dello spessore di circa 50 cm.

Nei punti di intersezione con le linee MT e BT si provvederà all'interramento della rete nel caso di interferenza con piazzole e fondazioni, mentre si prevederà l'interruzione temporanea concordandola con il Gestore di Rete ENEL per i tratti aerei che ostacolano il trasporto delle componenti. In maniera analoga si procederà con le linee di TLC.

5. Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto

Tra i criteri di progetto dell'impianto sono stati considerati diversi aspetti relativi alla sicurezza nei riguardi di persone e cose e del rispetto dell'ambiente.

Di seguito si descrivono gli aspetti peculiari relativi alla sicurezza:

➤ **In riferimento agli aspetti riguardanti l'impatto acustico**

La valutazione di impatto acustico è stata eseguita applicando il metodo assoluto di confronto. Tale metodo si basa sul confronto del livello del rumore ambientale "previsto" con il valore limite assoluto di zona (in conformità a quanto previsto dall'art. 6 comma 1-a della legge 26.10.1995 e dal D.P.C.M. 14.11.1997).

Dall'analisi delle considerazioni fin qui fatte, e dall'applicazione del metodo assoluto sopra richiamato, si evince che il valore del livello di pressione sonora stimato nell'ambiente esterno sarà inferiore ai valori previsti dalla legislazione vigente sia in periodo di riferimento diurno che notturno.

Per quanto riguarda la rumorosità in ambiente abitativo ed il rispetto del limite differenziale, dallo studio effettuato si evince che i valori complessivi previsionali di rumorosità in ambiente abitativo sono risultati nei limiti legislativi sia per il periodo di riferimento diurno che notturno, ciò significa che non si dovranno prevedere delle opere di mitigazione al fine di ottemperare a tale condizione. Successivamente al completamento dell'opera risulta comunque opportuno progettare ed eseguire una analisi strumentale fonometrica, che possa verificare effettivamente quanto previsto in tale sede, evidenziando la condizione post operam.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla *PR18_Relazione previsionale di impatto acustico*.

➤ **In riferimento agli aspetti riguardanti gli effetti di shadow flickering**

Il fenomeno dello shadow flicker consiste in una variazione intermittente dell'intensità di luce naturale provocato da una pala eolica in rotazione. Tale fenomeno, in particolari condizioni di frequenza, di intensità e di durata, può arrecare disturbo all'individuo presente all'interno di un'abitazione che subisce questo effetto.

Se infatti la frequenza delle variazioni di intensità della luce è alta e dura a lungo, il disturbo arrecato è significativo; è stato scientificamente dimostrato che una frequenza dello sfarfallio superiore a 2,5 hertz può causare fastidio e provocare un effetto disorientante su una piccola percentuale della popolazione (2% circa).

In generale, gli aerogeneratori utilizzati nel progetto in oggetto hanno una velocità di rotazione inferiore a 20 giri al minuto, equivalente ad una frequenza inferiore ad 1 Hz, di molto inferiore a quelle incluse nell'intervallo che potrebbe provocare un senso di fastidio, e cioè tra i 2,5 Hz ed i 20 Hz (Verkuijlen and Westra, 1984). Perciò le frequenze di passaggio delle pale risulteranno ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui.

L'indagine condotta ha interessato una porzione di territorio costituita da terreni prevalentemente agricoli, caratterizzati dalla presenza di costruzioni a stretto servizio dell'attività agricola - adibite al ricovero di mezzi ed attrezzi agricoli - con minore presenza di fabbricati ad uso abitativo.

In Italia, come suddetto, non esistono limiti normati per la definizione e la classificazione di un recettore come sensibile, ma il DM 10/09/2010 al comma a) dell'art. 5.3 indica come misura di mitigazione la *minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore ai 200 m.*

Nell'area di indagine sono stati individuati i potenziali ricettori presenti nell'area di progetto.

Per questi recettori si è provveduto ad effettuare un'analisi di dettaglio sulla tipologia di edificio, al fine di verificarne la natura ed eventualmente, se applicabili, valutare le eventuali mitigazioni necessarie.

In seguito è stata elaborata la mappa sotto riportata relativa all'evoluzione dell'ombra.

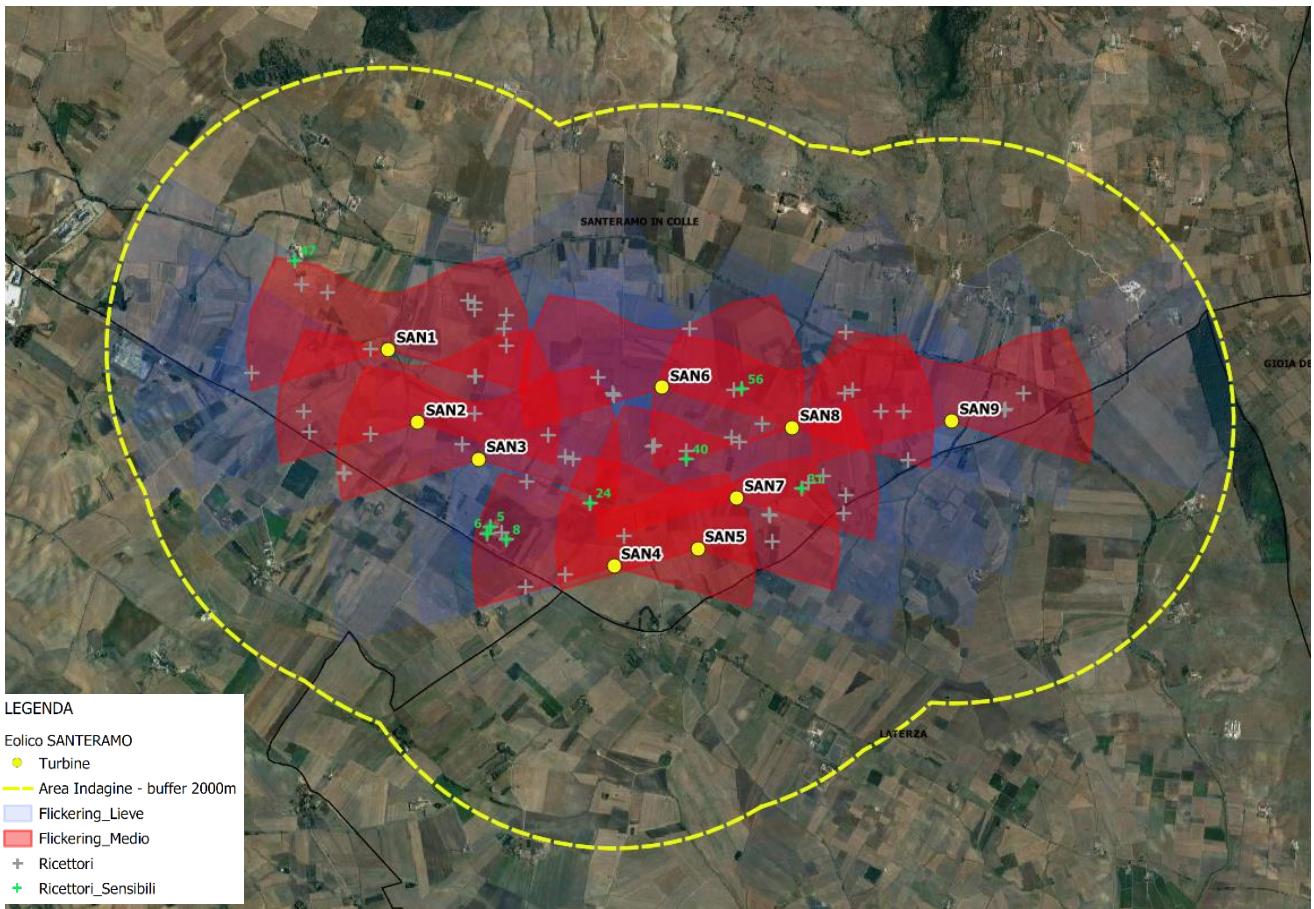


Figura 5-1: Evoluzione dell'ombra nell'area di indagine

La differenziazione di colore individua il passaggio dell'altezza dell'angolo solare da 5° a 10°.

L'effetto flickering, ossia l'oscillazione dell'ombra prodotta dal rotore, non deve verificarsi, secondo la normativa vigente, in maniera prolungata in prossimità di abitazioni, masserie, o comunque luoghi dove sia prevista una sosta superiore alle 4 ore.

Si è quindi analizzata **l'intensità dell'effetto flickering**, valutandola in base al quantitativo di ore (da 0 a 4) in cui il flickering ha interferenza con i recettori sensibili.

L'assenza di flickering si verifica quando ci si trova sulla **linea blu** di confine della proiezione dell'ombra; si passa da trascurabile a lieve entità nella fascia che degrada dal **bordo blu** verso il **bordo interno rosso**; ovviamente diventa di media intensità all'interno dell'**area rossa**, sino a divenire intenso in prossimità dell'aerogeneratore.

Al fine di valutare la percezione dell'effetto flickering sui recettori presenti nell'area a media intensità, ovvero quelli presenti all'interno dell'**area rossa** è stata elaborata la seguente tabella che ha consentito di identificare i **recettori sensibili**.

Pertanto una volta individuati i recettori presenti nell'area a effetto flickering di media intensità si è indagata la categoria catastale degli immobili:

ID	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	CAT. FABBRICATO	DISTANZA minima dalle TURBINE
1	SANTERAMO IN COLLE	103	42	Non Accatastato	
2	SANTERAMO IN COLLE	103	503	C2	
3	MATERA	20	442	F2	
4	MATERA	20	443	F2	
5	SANTERAMO IN COLLE	107	247	D10 - A4	550 m dalla Turbina SAN3
6	SANTERAMO IN COLLE	107	389	D10 - A4	590 m dalla Turbina SAN3
7	SANTERAMO IN COLLE	107	367	D10 - F3	
8	SANTERAMO IN COLLE	107	328	D10 - F3 - A3	720 m dalla Turbina SAN3
9	SANTERAMO IN COLLE	103	210	Non Accatastato	
10	SANTERAMO IN COLLE	104	212	A7	
11	SANTERAMO IN COLLE	104	213	D10	
12	SANTERAMO IN COLLE	104	215	C2	
13	SANTERAMO IN COLLE	104	228	C2	
14	SANTERAMO IN COLLE	104	223	C2	
15	SANTERAMO IN COLLE	104	217	C2	
16	SANTERAMO IN COLLE	104	203	Non Accatastato	
17	SANTERAMO IN COLLE	104	206	C2	
18	SANTERAMO IN COLLE	104	219	C2	
19	SANTERAMO IN COLLE	104	227	C2 - F2	
20	SANTERAMO IN COLLE	107	386	C2	
21	SANTERAMO IN COLLE	107	371	F2	
22	SANTERAMO IN COLLE	107	422	F2	
23	SANTERAMO IN COLLE	107	368	D10	
24	SANTERAMO IN COLLE	107	393	C2 - A4	550 m dalla Turbina SAN4
25	SANTERAMO IN COLLE	107	396	D10	
26	MATERA	20	460	F2	
27	SANTERAMO IN COLLE	107	415	F6	
28	SANTERAMO IN COLLE	108	768	C2	
29	SANTERAMO IN COLLE	108	725	F2	
30	SANTERAMO IN COLLE	108	720	C2	
31	SANTERAMO IN COLLE	108	765	D8 - A3	525 m dalla Turbina SAN7
32	SANTERAMO IN COLLE	108	738	D10	
33	SANTERAMO IN COLLE	108	670	F2	
34	SANTERAMO IN COLLE	110	218	F2	
35	SANTERAMO IN COLLE	108	671	C2 - C6 - A6	
36	SANTERAMO IN COLLE	109	177	C2 - C6	
37	SANTERAMO IN COLLE	109	165	D10	
38	SANTERAMO IN COLLE	108	773	F2	
39	SANTERAMO IN COLLE	108	730	C2 - F2	
40	SANTERAMO IN COLLE	108	586	A7	510 m dalla Turbina SAN7
41	SANTERAMO IN COLLE	108	711	F2	
42	SANTERAMO IN COLLE	107	403	F2	
43	SANTERAMO IN COLLE	107	360	C2 - F2	
44	LATERZA	4	123	Non Accatastato	
45	SANTERAMO IN COLLE	107	362	D10	
46	SANTERAMO IN COLLE	108	715	C2	
47	SANTERAMO IN COLLE	103	470	D1 - D10 - F5 - A2	1050 m dalla Turbina SAN1
48	SANTERAMO IN COLLE	103	53	Non Accatastato	
49	SANTERAMO IN COLLE	104	231	C2	
50	SANTERAMO IN COLLE	104	220	Non Accatastato	
51	SANTERAMO IN COLLE	104	221	C2	
52	SANTERAMO IN COLLE	108	721	D10	
53	SANTERAMO IN COLLE	108	731	D10	
54	SANTERAMO IN COLLE	108	705	D10	
55	SANTERAMO IN COLLE	108	735	C2	
56	SANTERAMO IN COLLE	108	758	A4 - F1 - F2 - C6 - C2	500 m dalla Turbina SAN8
57	SANTERAMO IN COLLE	105	208	Non Accatastato	
58	SANTERAMO IN COLLE	108	707	D10	
59	SANTERAMO IN COLLE	108	682	C2	
60	SANTERAMO IN COLLE	109	162	D10	
61	SANTERAMO IN COLLE	110	216	D10	
62	SANTERAMO IN COLLE	110	220	F2	

Figura 5-2: Categoria catastale dei recettori all'interno dell'area a effetto flickering di media intensità.

Dalla tabella sopra riportata si evince che gli immobili classificati di cat. catastale da A/1 a A/10 sono 15, precisamente **ID: 5-6-8-24-31-40-47-56, tutti i ricettori sono posti a distanze oltre i 500m** (distanza ben superiore ai 200 m indicati nel DM10/2010), come si evince dalla tabella precedente.

Qualora tali ulteriori verifiche dovessero dare un esito positivo, si provvederà ad un'analisi più dettagliata.

Ad ogni modo, ad ulteriore garanzia delle condizioni di sicurezza desunte dalle analisi, si può considerare che:

- ❖ i recettori sensibili sono tutti ubicati a distanza superiori ai 200 m rispetto alle turbine (così come indicato dal DM10/2010);
- ❖ le turbine eoliche non sono funzionanti per tutte le ore dell'anno;
- ❖ in molte ore all'anno, il sole è oscurato e non genera ombra diretta;
- ❖ molte delle ore di luce analizzate corrispondono a frazioni della giornata poco attive da parte delle attività antropiche (primissime ore mattutine).

Per le analisi dei contenuti dello studio condotto si rimanda all'elaborato *PR20 Studio sugli effetti di shadow flickering*.

➤ **In riferimento agli aspetti riguardanti la rottura accidentale degli organi rotanti**

È stata condotta una simulazione numerica degli effetti che potrebbe avere il distacco accidentale di una pala dal mozzo in condizioni di esercizio.

L'analisi è stata condotta sulla pala eolica proprio del modello SIEMENS GAMESA SG6.6-170, con altezza hub 115 m, in condizioni di velocità rotazionale massima in fase di operation.

Il modello matematico utilizzato è quello che descrive il moto parabolico del centro di massa della pala, avente, al momento del distacco, coordinate di partenza (x_0, y_0) , ed una velocità iniziale v_0 inclinata di un angolo α rispetto all'orizzontale.

Sono state introdotte nel modello alcune ipotesi semplificative, come ad esempio quelle di trascurare gli effetti dovuti alle forze impulsive al momento del distacco, le forze resistenti del fluido (aria) in cui

avviene il moto, i moti rotazionali intorno al centro di massa; tuttavia è ormai empiricamente dimostrato che l'assunzione di tali ipotesi porta a risultati più conservativi, a vantaggio di sicurezza, e che la gittata teorica proveniente dal calcolo è statisticamente maggiore di quella che si può verificare realmente.

I calcoli effettuati sono riportati nel documento *PR19 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti*; il buffer di sicurezza determinato è di **271,88** mt, che rappresenta l'intorno nel quale può cadere la pala in caso di distacco accidentale dal mozzo.

In virtù dei rischi sopra descritti, sono stati adottati accorgimenti tecnici e progettuali di seguito elencati:

- distanza minima di ogni SAN dal limite dell'ambito urbano determinata in base a verifica di compatibilità acustica
- distanza minima di ogni SAN delle abitazioni tale da garantire l'assenza di effetti di Shadow-Flickering;
- nel caso in cui i recettori risultino effettivamente classificabili come Recettori Sensibili, si verificherà l'applicabilità di possibili misure di mitigazione, che potranno consistere, in via del tutto indicativa e data l'entità eccedente del fenomeno di ombreggiamento, nella piantumazione di siepi di protezione, o nell'installazione di barriere visive, alberature e tendaggi.
- distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti;
- distanza minima da strade statali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 300 m;
- distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 m;
- con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 17 gennaio 2018 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture del 21/01/2019.

Si rimanda agli elaborati grafici *EP09 PLANIMETRIA CON INDIVIDUAZIONE DI TUTTE LE INTERFERENZE E DISTANZE DI RISPETTO* e *EP14 Planimetria con indicazione delle distanze tra aerogeneratori* sono riportate graficamente le interferenze presenti e le interdistanze tra i vari aerogeneratori.

6. Sintesi dei risultati delle indagini eseguite (geologiche, idrogeologiche, ecc)

Così come riportato nell'allegato PR03 – Relazione Geologica, documento di progetto, redatto in ottemperanza alla vigente normativa sui terreni di fondazione, al quale si rimanda per una consultazione di maggior dettaglio, il sito dove avranno sede gli aerogeneratori compreso nel Foglio n. 189 e 201 della Carta Geologica d'Italia e si sviluppa a quote variabili dai 357 ai 381 m sul livello del mare.

E' stato realizzato un rilevamento geologico speditivo nell'area in esame, ubicato a circa 7 km a sud del comune di Santeramo in Colle (BA). I risultati sono stati cartografati nella Carta Geologica allegata al presente studio, in cui si è ritenuto opportuno evidenziare le caratteristiche litologiche delle Formazioni rocciose.

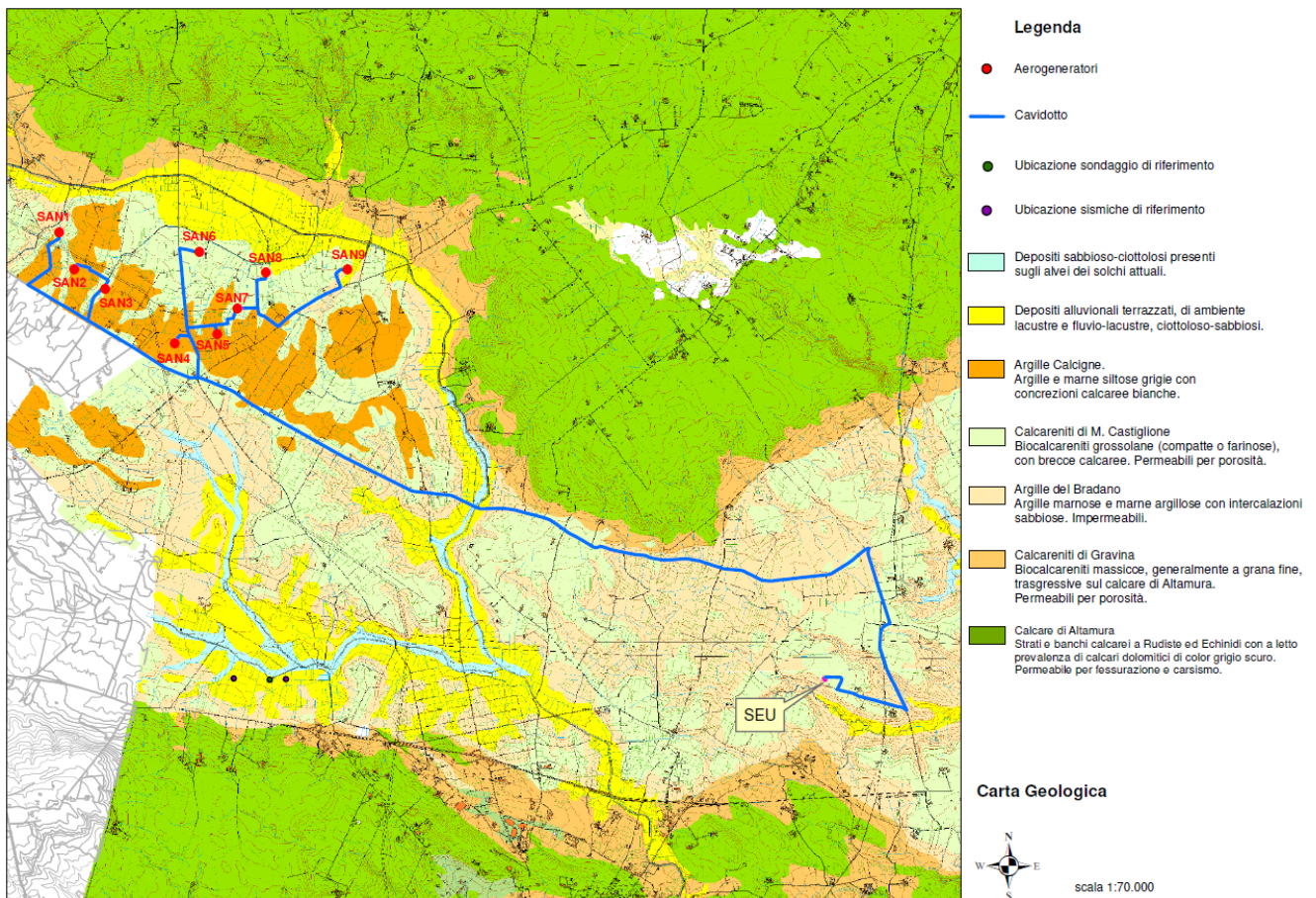


Figura 6-1: Stralcio Carta Geologica – Foglio 189 e 201

Dal punto di **vista geologico** tutto il territorio è caratterizzato da un potente basamento carbonatico cretaceo (riferibile al "Calcere di Altamura") sul quale poggia in trasgressione una sequenza sedimentaria marina plio - pleistocenica ("Calcareniti di Gravina", "Argille subappennine", "Calcareniti di M. Castiglione") su cui, durante il ritiro del mare presso le attuali coste, si sono accumulati depositi terrazzati, marini e continentali.

In particolare, vengono riconosciute, dal basso verso l'alto, le seguenti unità litostratigrafiche, dalla più antica alla più recente:

- ❖ Calcere di Altamura;
- ❖ Calcareniti di Gravina;
- ❖ Argille sub-appennine;
- ❖ Unità delle "Calcareniti di M. Castiglione";
- ❖ Alluvioni terrazzate di ambiente lacustre e fluvio-lacustre.

Dal punto di vista morfologico il rilevamento geologico di superficie eseguito nell'area di studio, ha evidenziato come le evoluzioni tettonico-sedimentarie, hanno condizionato, o meglio segnato i caratteri morfologici del territorio.

L'area, nel suo complesso, può essere distinta in due zone con caratteristiche morfologiche differenti fra loro: una zona legata al dominio del tavolato Murgiano, a Nord, ed una zona collinosa interna.

L'altopiano murgiano si presenta allungato da NO a SE e non raggiunge quote molto elevate. La superficie è in genere debolmente ondulata mentre sui suoi margini, a quote via via decrescenti, sono riconoscibili alcuni ripiani, probabilmente corrispondenti a superfici di abrasione, delimitati da scarpate.

La zona collinosa interna, invece, è caratterizzata da una serie di rilievi collinari di tipo tabulare con superfici sommitali che si aggirano intorno ai 450 – 480 m sul livello del mare, in genere allungati da Nord-Ovest a Sud-Est.

Gli effetti dell'erosione appaiono differenziati in rapporto alle unità litologiche affioranti; generalmente le parti elevate dei rilievi sono costituite da conglomerati e da sabbie, mentre sui versanti affiorano le Argille subappennine.

Nei bacini del Fiume Bradano e del Fiume Basento, lungo i fianchi dei rilievi, si osservano serie di lembi di superfici pianeggianti disposte a gradinata e corrispondenti a terrazzi orografici e alluvionali di diverse età. I terrazzi più alti sono situati a circa 400 m di quota, quelli medi sui 300, gli inferiori intorno ai 200 m.

Dal punto di **vista idrografico** si rileva che anch'essa risulta condizionata dai vari tipi di permeabilità dei terreni affioranti. Infatti il reticolo idrografico superficiale risulta più significativo e gerarchizzato in corrispondenza degli areali caratterizzati da una minore permeabilità che limita di fatto l'infiltrazione nel sottosuolo (zona di piana costiera-alluvionale); di contro, ove questa è più attiva per una maggiore permeabilità del sottosuolo, si ha una idrografia superficiale meno sviluppata, caratterizzata dalla presenza di profonde incisioni carsiche (gravine), ove si verificano episodici ruscellamenti solo in occasione di intense precipitazioni (zone interne corrispondenti con gli affioramenti carbonatici).

Infatti, il territorio in esame è interessato da una **rete idrografica** abbastanza sviluppata soprattutto in corrispondenza degli affioramenti sabbioso-conglomeratici e limoso-argillosi costituenti la serie dei Depositi Marini Terrazzati post-calabriani.

Dal punto di **vista idrogeologico** in relazione ai tipi di permeabilità che caratterizzano i terreni costituenti l'assetto litostratigrafico del territorio di Laterza è possibile distinguere due acquiferi, sovrapposti e separati, entro i quali si esplica la circolazione idrica sotterranea.

Uno di tipo carsico, profondo, che ha sede nel basamento calcareo-dolomitico, permeabile per fratturazione e carsismo, caratterizzato da notevole potenzialità e spessore.

Un secondo acquifero, di tipo superficiale, localizzato nei depositi sabbiosi e conglomeratici calabriani e post-calabriani, permeabili per porosità, sostenuta dal complesso argilloso impermeabile.

L'acquifero profondo afferisce all'estesa Unità Idrogeologica della Murgia, da cui trae alimentazione e si estende fino alla costa. La falda ospitata galleggia sull'acqua di ingressione marina e l'acquifero risulta delimitato superiormente dal letto delle argille subappennine, che concorrono a tenere in pressione la falda solo in corrispondenza di tale copertura. La profondità di rinvenimento della falda profonda varia in relazione all'altitudine dei luoghi (da più di 200 m nella zona settentrionale a pochi metri nella fascia costiera). Infatti dalla visione della Tav. 6.2 del P.T.A. e da freatimetrie locali, nell'area

oggetto di indagine il livello di falda di base è ubicato indicativamente a circa 50-60 m da p.c., quindi ben oltre i 300 m da p.c. I dati al momento disponibili non mostrano l'esistenza di falde superficiali.

L'acquifero superficiale trae, invece, alimentazione dagli apporti meteorici ricadenti sugli stessi affioramenti sabbioso-conglomeratici, entro cui ha sede e, per questa ragione (area di alimentazione poco estesa, che limita la naturale ricarica), la sua potenzialità è piuttosto modesta e la sua circolazione è blanda, di norma a pelo libero, orientata verso le incisioni morfologiche.

La profondità di rinvenimento varia sensibilmente tra circa 15-20 m a nord fino a oltre 100 m dal p.c. più a sud, in funzione della quota di rinvenimento del tetto impermeabile del complesso argilloso, da cui è sostenuta.

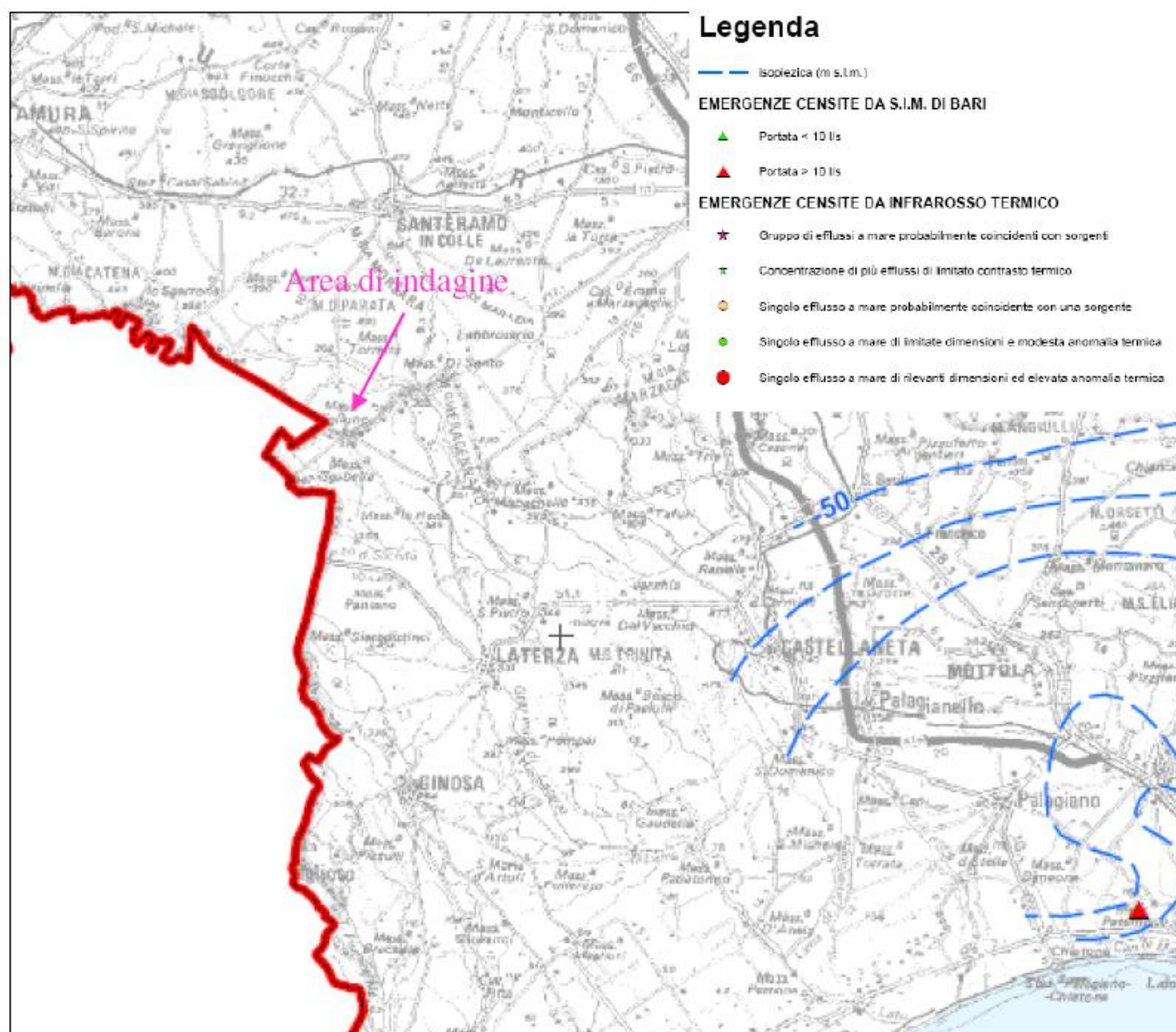


Figura 6-2: Stralcio della carta della distribuzione media dei carichi piezometrici degli acquiferi carsici della Murgia e del Salento

In virtù di quanto rilevato nella relazione Geologica (cfr. allegato PR03), è possibile affermare che la realizzazione del progetto di che trattasi non andrà ad interferire con l'attuale stato di equilibrio dei luoghi e, quindi, assolutamente sarà ininfluente sul grado di pericolosità/rischio idrogeologico delle aree attraversate che, comunque, si presentano stabili.

7. Primi elementi relativi al sistema di sicurezza per la realizzazione dell'impianto

Dal punto di vista della salute e sicurezza da attuare nei cantieri temporanei e mobili, la cantierizzazione dei parchi eolici è soggetta alle disposizioni del D.Lgs 81/08 e s.m.i.; dovranno essere individuate, pertanto, in sede di progettazione, le figure di:

- committente,
- responsabile dei lavori,
- coordinatore della progettazione
- coordinatore dei lavori.

Tutte le disposizioni specifiche in materia di salute e sicurezza dovranno essere approfondite nel Piano di Sicurezza e di Coordinamento (PSC) e nel Fascicolo dell'Opera così come previsto dalla vigente normativa. Tale piano sarà soggetto ad aggiornamento, durante l'esecuzione dei lavori, da parte del Coordinatore della Sicurezza in fase essere recepite le proposte di integrazione presentate dall'impresa esecutrice.

Il Piano di Sicurezza e Coordinamento (PSC) sarà distinto in due parti:

- PARTE PRIMA – Prescrizioni e principi di carattere generale
- PARTE SECONDA – Elementi costitutivi del PSC per fasi di lavoro

Nella prima parte del PSC saranno trattati argomenti che riguarderanno le prescrizioni di carattere generale, anche se concretamente legate al progetto che si deve realizzare; queste prescrizioni di carattere generale dovranno essere considerate come un capitolato speciale della sicurezza proprio di quel cantiere, e dovranno adattarsi di volta in volta alle specifiche esigenze dello stesso durante l'esecuzione.

Le prescrizioni di carattere generale dovranno essere redatte in modo da:

- riferirsi alle condizioni dello specifico cantiere, al fine di non lasciare eccessivi spazi all'autonomia gestionale dell'Impresa esecutrice;

- tenere conto che ogni Cantiere temporaneo o mobile è differente dal successivo e non è possibile ricondurre la sicurezza a procedure fisse che programmino in maniera troppo minuziosa la vita del Cantiere;
- evitare il più possibile prescrizioni che impongano procedure troppo burocratiche, rigide e macchinose.

Nella seconda parte del PSC saranno trattati argomenti che riguarderanno il Piano dettagliato della sicurezza per Fasi di lavoro che nasceranno da un Programma di esecuzione dei lavori, considerato come un'ipotesi attendibile ma preliminare di come verranno poi eseguiti i lavori dall'Impresa.

Al Cronoprogramma ipotizzato saranno collegate delle Procedure operative per le fasi più significative dei lavori e delle Schede di sicurezza collegate alle singole Fasi lavorative programmate con l'intento di evidenziare le misure di prevenzione dei rischi simultanei risultanti dall'eventuale presenza di più Imprese e di prevedere l'utilizzazione di impianti comuni, mezzi logistici e di protezione collettiva.

Concluderanno il PSC le indicazioni alle Imprese per la corretta redazione del Piano Operativo per la Sicurezza (POS) e la proposta di adottare delle Schede di sicurezza per l'impiego di ogni singolo macchinario tipo, che saranno comunque allegate al PSC in forma esemplificativa e non esaustiva.

8. Relazione sulla fase di cantierizzazione

- ***Descrizione dei fabbisogni di materiali da approvvigionare, e degli esuberanti di materiali di scarto, provenienti dagli scavi; individuazione delle cave per approvvigionamento delle materie e delle aree di deposito per lo smaltimento delle terre di scarto; descrizione delle soluzioni di sistemazione finali proposte.***

La costruzione del parco eolico è caratterizzata da una serie di attività che presuppongono notevoli volumi di movimento terra:

- scavo superficiale e successiva ricollocazione per opera di rinaturalizzazione;
- scavi di sbancamento per la posa delle fondazioni aerogeneratori, e successivo rinterro;
- scavi e/o riporti per la costruzione della viabilità di parco e delle piazzole per costruzione;
- scavi e ricolmamenti delle trincee per la costruzione dei cavidotti;

- messa in ripristino delle piazzole provvisorie nella configurazione definitive;
- adeguamenti provvisori della viabilità e successive messa in ripristino;
- scavi di sbancamento per fondazioni sottostazione;
- opera di ingegneria naturalistica.

Ai fini della riduzione dell'impatto ambientale l'obiettivo è quello di riutilizzare al massimo possibile tutti i materiali provenienti dagli scavi, limitandone lo smaltimento a discarica.

Nel caso all'epoca dei lavori si prospettassero opportunità di riutilizzo dei materiali prodotti in altri lavori in corso, l'operazione di recupero e trasporto sul sito di utilizzazione delle terre sarà oggetto di specifiche successive istanze integrative dell'attuale analisi.

Si rimanda al documento *Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti* per i valori di progetto relativi alle quantità di terre e rocce da scavo, in termini di quantità prodotte e di quantità riutilizzabili.

Le terre e rocce da scavo da riutilizzarsi in loco verranno stoccate in aree di deposito temporaneo preventivamente individuate, differenziandole tra quelle provenienti da scotico (destinate per opere di rinaturalizzazione) a quelle provenienti da scavo (e idonee per il reimpiego).

Nella realizzazione delle trincee per i cavidotti, gli accumuli degli scavi saranno posizionati a lato degli stessi, per essere riutilizzati per il successivo riempimento delle trincee.

In modo analogo si procederà per gli sbancamenti delle fondazioni torri e della sottostazione.

Nella realizzazione della nuova viabilità, il deposito delle terre avverrà per la totalità delle volumetrie prodotte relativamente ai materiali per il rinverdimento delle scarpate, in quanto prodotte nelle prime fasi del lavoro (scotico) e riutilizzati ad opera conclusa; detto deposito avverrà nell'area individuata per la sistemazione delle strutture logistiche e ricovero mezzi; lo stoccaggio nell'area di deposito dei materiali riutilizzabili per il corpo del rilevato potrà invece risultare poco significativo in quanto il parallelismo tra le operazioni di sbancamento e quelle di costruzione del rilevato potrà consentire il diretto trasporto del materiale idoneo tra i punti di scavo e quello di riallocazione, riducendo pertanto le necessità di stoccaggio.

In ogni caso il deposito del terreno per la costruzione del corpo del rilevato avverrà in cumuli di altezza media non superiore a 2,50/3,00 metri; nel caso delle terre per la rinaturalizzazione, queste verranno allocate mediante cumuli di altezza di non più di 1,50/2,00 metri.

Per la costruzione della stazione, le aree di deposito temporaneo, perimetrate da recinzione di cantiere, saranno limitrofe al sito del cantiere; per la costruzione dei cavidotti, le aree saranno limitrofe a questi e parallele al loro tracciato; per la realizzazione delle piazzole e della nuova viabilità verranno perimetrate e recintate in corrispondenza dei siti individuati per l'installazione delle torri, comunque in modo da consentire inoltre il deflusso delle acque di ruscellamento direttamente negli impluvi naturali.

L'altezza dei cumuli di deposito delle terre sarà modesta in modo da rendere scevra l'operazione da rischi connessi alla stabilità della pendice interessata e delle scarpate degli accumuli stessi.

L'intera operazione di compensazione delle terre prodotte dagli scavi, ad esclusione delle tipologie dei materiali e dei quantitativi appositamente distinti nello schema sopra redatto soggetti a conferimento a discarica in quanto considerati a priori "rifiuti", non determinerà surplus di terreno.

Tutte le operazioni di riutilizzo delle terre e rocce da scavo saranno condotte conformemente al DPR 120 del 13 giugno 2017.

Riutilizzazione del materiale in cantiere

Il materiale prodotto dagli scavi verrà riutilizzato in cantiere secondo il seguente schema:

- Accantonamento del materiale di natura terrosa proveniente dallo scotico, da riutilizzare per le rinaturalizzazioni delle scarpate della nuova sede viaria, ad eccezione del materiale erboso, le ceppaie, il legname e quant'altro legato alla vegetazione esistente abbattuta non riconferibile in sito;
- Accantonamento dei materiali detritici di sbancamento, scelti in fase di scavo in funzione delle loro caratteristiche granulometriche e geotecniche che ne rendono possibile la riutilizzazione per la costruzione dei rilevati;
- Selezione di eventuali materiali di scadenti caratteristiche geomeccaniche di cui non è possibile il riutilizzo nei rilevati e loro conferimento a rifiuto all'esterno dell'intervento;

- Utilizzazione del materiale di natura terrosa e detritica prodottasi dagli scavi e dalle operazioni di cui sopra, per la realizzazione dei rilevati di cui si compone l'intervento di costruzione della viabilità.

Conferimento dei materiali in esubero all'esterno del cantiere e cava di prestito

Il materiale di rifiuto da portare all'esterno delle aree di cantiere, verrà trasportato mediante camion. Nel caso all'epoca dei lavori si prospettino valide opportunità di riutilizzo dei materiali prodotti in altri lavori in corso, la operazione di recupero e trasporto sul sito di utilizzazione delle terre sarà oggetto di specifiche successive istanze integrative dell'attuale analisi.

Localizzazione territoriale, utilizzazione pregressa, uso del suolo

L'area in cui ricade il sito di produzione delle terre di scavo si colloca in ambiente naturale, agricolo, in assenza di fonti di inquinamento prodotte da impianti od attività a rischio, depositi di rifiuti, scarichi e concentrazione di effluvi fognari, ecc. così come sopra descritto.

Non vi sono notizie, né segni di attività pregresse diverse da quelle attuali che configurano l'assenza di accumuli di prodotti di inquinamento.

Classificazione sito provenienza

I terreni di scavo provengono da ambiente naturale, integro, agricolo; si ritiene di poter escludere dalla verifica analitica le rocce e le terre provenienti dagli scavi, in conformità con quanto riportato al punto del documento "Indirizzi guida per la gestione delle terre e rocce da scavo" redatto nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro interagenziale "Task Force Metodologie siti contaminati", costituito e coordinato da APAT – Settore Sistemi Integrati Ambientali –, al quale partecipano le Agenzie per la Protezione per l'Ambiente Regionali e Provinciali e l'Istituto Superiore di Sanità.

Il documento afferma infatti di poter ritenere accettabile escludere dalla verifica analitica:

- tutte le rocce e terre diverse da quelle interessate da tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre;

- tutte le rocce e terre non provenienti da zone di scavo ricadenti in aree industriali, artigianali, o soggette a potenziale contaminazione;
- tutte le rocce e terre non provenienti da aree di scavo in cui si sospettino contaminazioni dovute a fonti diffuse come ad es. aree da limitrofe al bordo stradale di strutture viarie di grande traffico;
- e pertanto tutte le rocce e terre provenienti da aree di scavo quali ad esempio aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi etc., come nel caso in questione.

Nel caso in cui, durante l'attività di scavo emergano evidenze di inquinamento (es: ritrovamento di rifiuti interrati o di frazioni merceologiche identificabili come rifiuti, colorazioni particolari incompatibili con la geologia del sito etc.), dovrà essere data immediata comunicazione all'ARPA ed attivati gli accertamenti tecnici necessari.

Inoltre, in considerazione della conoscenza specifica dei siti da parte degli enti territoriali competenti e delle disposizioni di normative territoriali specifiche, potranno essere adottati diversi comportamenti a tutela della salute pubblica e dell'ambiente ed essere altresì richiesti accertamenti anche per quei casi di valori anomali di fondo naturale, di radioattività naturale o di altre situazioni per le quali si sospetta un rischio.

- Descrizione della viabilità di accesso al cantiere e valutazione della sua adeguatezza, in relazione anche alle modalità di trasporto delle apparecchiature

Per quel che riguarda invece la viabilità di parco per la fase di costruzione e di esercizio degli aerogeneratori, si utilizzeranno le reti stradali esistenti nei tratti in cui queste siano idonee allo scopo, mentre si realizzeranno dei nuovi tratti di viabilità ove queste siano inesistenti.

La sede stradale di nuova costruzione sarà larga complessivamente 5 m, mentre la tipologia di pavimentazione stradale prevista per tronchi stradali di nuova realizzazione è:

- fondazione stradale in misto granulare per uno spessore di 40 cm;
- strato superficiale con misto stabilizzato per uno spesso di 10 cm.

Invece per l'adeguamento delle strade esistenti si prevede:

- strato superficiale in misto granulare per uno spessore di 30 cm.

➤ **Indicazione degli accorgimenti atti ad evitare interferenze con il traffico locale e pericoli con le persone**

➤ **Rischi**

Le attività previste ed i materiali da impiegare in cantiere non comportano rischi di esplosioni; le modalità che verranno seguite per le operazioni di scavo e movimento terra, adeguatamente descritte in precedenza, sono finalizzate anche ad evitare la possibilità che si verifichino crolli e/o smottamenti di terreno. Il Piano di Sicurezza e di Coordinamento, che verrà redatto in fase di progetto esecutivo, si occuperà in dettaglio delle misure per evitare incidenti sul lavoro.

Inoltre per indicare gli accessi, le vie di transito, gli arresti, le precedenze ed i percorsi, viene previsto l'impiego della segnaletica propria del codice della strada.

Per quanto riguarda invece la cartellonistica di sicurezza, ci si riporta al D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81, distinguendo i cartelli di sicurezza, divieto, avvertimento, prescrizione, salvataggio, informazione e complementari.

➤ **Traffico**

Le opere di adeguamento della viabilità di accesso al parco prima descritte verranno eseguite senza richiedere interruzioni e/o deviazioni del traffico. Lungo questa potrà aversi pertanto, e solo per un breve tratto, un leggero rallentamento del normale flusso di traffico, in corrispondenza del cantiere (da segnalarsi adeguatamente).

Per quanto attiene le opere da eseguirsi in corrispondenza di ciascun sito di installazione delle SAN, non essendo accessibili da strade aperte al traffico, queste non interferiranno con il traffico veicolare.

Per il trasporto dei componenti dell'aerogeneratore, si tratterà di trasporti eccezionali per i quali andranno richieste le relative autorizzazioni alle autorità competenti.

Il trasporto di tali componenti sarà pianificato al fine di minimizzare l'impatto sul traffico.

Per il trasporto del resto del materiale, compreso i rifiuti e le terre non riutilizzabili da portare a impianto di riutilizzo e/o a discarica, si prevede l'impiego di trasporti su ruota di tipo normale.

Complessivamente quindi l'impatto sul traffico locale sarà costituito dalle limitazioni in occasione dei soli trasporti eccezionali che verranno autorizzati dalle autorità locali.

➤ **Indicazione degli accorgimenti atti ad evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici ed atmosferici**

Il cantiere oggetto di studio è una attività complessa, in quanto si compone di una molteplicità di attività che riguardano aree estese nonché diffuse all'interno di un territorio e distribuite nel tempo.

L'impatto sul territorio è riconducibile ad alcuni elementi principali quali la tipologia e la distribuzione temporale delle lavorazioni, le tecnologie e le attrezzature impiegate.

Altri elementi significativi nell'impatto del cantiere sul territorio sono la localizzazione del cantiere, la presenza di recettori sensibili, gli approvvigionamenti, la viabilità e i trasporti.

Occorre evidenziare comunque che le attività di cantiere relative al progetto in questione rivestono, come per ogni cantiere, un carattere di temporaneità: tali attività pertanto concorrono alla creazione di impatti esclusivamente nel periodo di realizzazione dell'opera; in ragione di tanto, la loro significatività, in termini di impatto ambientale, rispetto agli impatti legati alla fase di esercizio di un'opera, è generalmente limitata.

Nel seguito si analizzeranno i possibili impatti e le eventuali misure di mitigazione sulle seguenti componenti ambientali: aria, acqua, suolo e sottosuolo, rumore.

Le principali operazioni che dovranno essere svolte nell'esercizio del cantiere sono così individuabili:

- sbancamenti;
- movimento di terra;
- attività di cantiere edile;
- uso di strade per l'accesso al cantiere;
- uso di acqua;

- uso di energia;
- produzione di rifiuti.

Inquinamento atmosferico

Gli impatti sull'atmosfera connessi alla presenza del cantiere sono collegati in generale alle lavorazioni relative alle attività di scavo ed alla movimentazione ed il transito dei mezzi pesanti e di servizio, che in determinate circostanze possono causare il sollevamento di polvere (originata dalle suddette attività) oltre a determinare l'emissione di gas di scarico nell'aria.

Nella fase di costruzione tali azioni di impatto sono riconducibili alla realizzazione delle fondazioni delle torri ed all'apertura di strade interne al parco. Tali attività fanno sì che le principali emissioni siano prodotte dalla movimentazione di suolo e di materiali e dai veicoli di trasporto.

Nel primo caso, il contaminante principale è costituito dalle particelle unite ai componenti propri del terreno o dei materiali; tuttavia, poiché si tratta di emissioni fuggitive (non confinate), non è possibile effettuare un'esatta valutazione quantitativa, anche se, trattandosi di particelle sedimentabili nella maggior parte dei casi, la loro dispersione è minima e rimangono nella zona circostante in cui vengono emesse, situata lontano dalla popolazione.

Tali emissioni verranno ridotte lavorando in condizioni di umidità adeguata, predisponendo la bagnatura delle piste di servizio non pavimentate in conglomerato cementizio o bituminoso, il lavaggio delle ruote degli automezzi all'uscita del cantiere e dalle aree di approvvigionamento e conferimento dei materiali, bagnatura e copertura con teloni del materiale trasportato dagli stessi automezzi e protezione dei cumuli di materiale con teli antipolvere.

Per quanto attiene le emissioni dei gas di scarico, quale misura di mitigazione può comunque ipotizzarsi l'impiego di macchine da cantiere di tipo ibrido (diesel-elettrico) già commercializzate, che abbatterebbero significativamente l'impatto sull'aria, nonché l'adozione per le macchine diesel di filtri antiparticolato.

Inquinamento idrico - Acque superficiali

Per quanto riguarda l'idrologia superficiale, le modalità di svolgimento delle attività di cantiere non prevedono interferenze importanti con il reticolo idrografico superficiale.

In fase di realizzazione inoltre, verranno eseguite idonee opere di regimazione e canalizzazione delle acque di scorrimento superficiale, atte a prevenire i fenomeni provocati dal ruscellamento delle acque piovane e a consentire la naturale dispersione delle stesse negli strati superficiali del suolo.

I potenziali impatti sulle acque superficiali derivano soprattutto dalle attività svolte nel cantiere, nei quali movimentazione di sostanze e materiali, cementi e trattamenti di lavaggio delle attrezzature, possono provocare scarichi diretti sul suolo (e quindi anche sulle acque dei fossi e dei torrenti) potenzialmente inquinanti.

A scongiurare l'ipotetico impatto connesso in fase di realizzazione a possibili spandimenti accidentali, legati esclusivamente ad eventi accidentali (sversamenti al suolo di prodotti inquinanti) prodotti dai macchinari e dai mezzi impegnati nelle attività di cantiere prevede l'adozione di tutte le precauzioni atte ad evitare tali situazioni e degli accorgimenti tempestivi da mettere in opera in caso di contaminazione accidentale del terreno o delle acque.

Inquinamento idrico - Acque sotterranee

Per le acque sotterranee i principali rischi che possono derivare dalle attività di cantiere sono legati alla possibilità dell'ingresso nelle falde acquifere di sostanze inquinanti, con conseguenze per gli impieghi ad uso idropotabile delle stesse e per l'equilibrio degli ecosistemi.

Nel caso in questione però, circa l'assetto idrogeologico, questo non verrà in alcun modo alterato dalle attività di cantiere; si ritiene pertanto di poter escludere il rischio di intaccamento dell'eventuale risorsa idrica sotterranea.

Inquinamento del suolo e sottosuolo

Le attività di potenziale impatto, sono rappresentate principalmente dalle operazioni di scavo e movimento terra.

Per quanto attiene gli strati più superficiali, al fine di proteggere dall'erosione le eventuali superfici nude ottenute con l'esecuzione degli scavi, laddove necessario, si darà luogo ad un'azione di ripristino e consolidamento del manto vegetativo.

Come per le acque superficiali, un ipotetico impatto in fase di realizzazione è connesso a possibili spandimenti accidentali prodotti dai macchinari e dai mezzi impegnati nelle attività di cantiere. A tal proposito, si adotteranno tutte le precauzioni atte ad evitare tali situazioni e gli accorgimenti tempestivi da mettere in opera in caso di contaminazione accidentale del terreno.

La mitigazione degli impatti e la prevenzione dell'inquinamento potenziale verranno attuate prevalentemente mediante provvedimenti di carattere logistico, quali, ad esempio, lo stoccaggio dei lubrificanti e degli oli esausti in appositi contenitori dotati di vasche di contenimento, l'esecuzione delle manutenzioni, dei rifornimenti e dei rimbocchi su superfici pavimentate e coperte in corrispondenza delle due aree logistiche individuate, la corretta regimazione delle acque di cantiere e la separazione selettiva dei materiali escavati.

Questo sopra esposto permette di affermare che la fase di cantiere produrrà un impatto limitato nel tempo e reversibile sulla componente suolo e sottosuolo.

Inquinamento acustico

I cantieri (edili e infrastrutturali) generano emissioni acustiche per la presenza di molteplici sorgenti, e per l'utilizzo sistematico di ausili meccanici per la movimentazione di materiali da costruzione per la demolizione, per la preparazione di materiali d'opera.

Le attività che generano il maggior contributo in termini acustici sono in generale: demolizioni con mezzi meccanici, scavi e movimenti terra, produzione di calcestruzzo e cemento da impianti mobili o fissi.

Questo perché le macchine e le attrezzature utilizzate nei cantieri sono caratterizzate da motori endotermici e/o elettrici di grande potenza, con livelli di emissione acustica normalmente abbastanza elevati. La natura stessa di molte lavorazioni, caratterizzate da azioni impattive ripetute, è fonte di ulteriori emissioni acustiche.

Inoltre molte lavorazioni sono caratterizzate dalla presenza contemporanea di più sorgenti acustiche.

Dunque l'impatto acustico è ritenuto significativo e pertanto diviene strategico distribuire le lavorazioni in modo tale da ricondurre i valori acustici compatibili con le previsioni della norma.

Nell'ambito del quadro normativo di riferimento in materia di inquinamento acustico, l'attività di cantiere oggetto di valutazione rientra tra le attività a carattere temporaneo di cui all'art.6 comma 1 lettera h) della Legge n.447/95, per le quali è previsto il ricorso all'autorizzazione anche in deroga ai valori limite di immissione di cui all'art.2 comma 3 della stessa Legge n.447/95. In base alla Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico, spetta alle Regioni la definizione delle modalità di rilascio delle autorizzazioni comunali per le attività temporanee che comportano l'impiego di macchinari ed impianti rumorosi.

Nel caso in questione, in relazione alla localizzazione del cantiere esterno a centri abitati, non si riscontrano ricettori sensibili per i quali le emissioni sonore dei macchinari, delle attrezzature e delle relative lavorazioni possano costituire un fattore di impatto rilevante.

Ad ogni buon fine comunque, potranno adottarsi opportuni interventi di mitigazione delle emissioni in cantiere, sia di tipo logistico/organizzativo sia di tipo tecnico/costruttivo. Fra i primi, accorgimenti finalizzati ad evitare la sovrapposizione di lavorazioni caratterizzate da emissioni significative; allontanamento delle sorgenti dai recettori più prossimi e sensibili; adozione di tecniche di lavorazione meno impattanti eseguendo le lavorazioni più rumorose in orari di minor disturbo.

Fra i secondi, potranno introdursi in cantiere macchine e attrezzature in buono stato di manutenzione e conformi alle vigenti normative; compartimentare o isolare acusticamente le sorgenti fisse di rumore e realizzare barriere fonoassorbenti in relazione alla posizione dei recettori maggiormente impattati.

➤ **Descrizione del ripristino dell'area di cantiere**

➤ **Opere provvisoriale**

Le opere provvisoriale comprendono, principalmente, la predisposizione delle aree da utilizzare durante la fase di cantiere e la predisposizione, con conseguente carico e trasporto del materiale di risulta, delle piazzole per i montaggi meccanici ad opera delle gru. In particolare, si tratta di creare

superfici piane di opportuna dimensione e portanza al fine di consentire il lavoro in sicurezza dei mezzi di sollevamento che, nel caso specifico, sono rappresentate da gru da 120t e da 630t.

Per tali piazzole si dovrà effettuare l'eventuale predisposizione dell'area, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione della superficie. Gli scavi di splateamento interesseranno la piazzola di montaggio, unica per entrambe le gru, di dimensioni pari a circa 40 m x 35 m. La realizzazione delle piazzole comporterà sia opere di scavo e sbancamento, sia opere di riporto di materiale che garantisca la portanza adeguata del terreno, in relazione alla naturale orografia dei siti in cui si prevede l'installazione delle piazzole stesse. Nei rilevati, il materiale riportato al di sopra della superficie predisposta è, indicativamente, costituito da pietrame calcareo. In ogni caso, a montaggio ultimato, la superficie occupata dalle piazzole verrà ripristinata come "ante operam", prevedendo il riporto di terreno vegetale, la posa di geostuoia, la semina e l'eventuale piantumazione di cespugli ed essenze tipiche della flora locale. Solamente una limitata area attorno alle macchine verrà mantenuta piana e sgombra da piantumazioni, prevedendone il solo ricoprimento con uno strato superficiale di stabilizzato di cava; tale area serve a consentire di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzione degli aerogeneratori.

Eventuali altre opere provvisorie (protezioni, slarghi, adattamenti, piste, ecc.), che si rendessero necessarie per l'esecuzione dei lavori, saranno rimosse al termine degli stessi, ripristinando i luoghi allo stato originario.

Nel periodo di vita utile del parco eolico, le strade di accesso alle aree occupate dagli impianti verranno utilizzate per poter effettuare le opere di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Verranno realizzate e/o ripristinate le opere di regimazione e canalizzazione delle acque di superficie, atte a prevenire i danni provocati dal ruscellamento delle acque piovane ed a canalizzare le medesime verso i compluvi naturali.

Il criterio adottato per la raccolta delle acque piovane è stato quello di prevedere delle cunette di scolo a lato delle nuove strade atte a raccogliere e convogliare le acque; la dispersione avviene sui terreni limitrofi.

9. Riepilogo sugli aspetti economici e finanziari del progetto

A.1.j.1 Quadro economico

Si riporta di seguito una sintesi del quadro economico dell'opera; per i dettagli si consultino gli elaborati n. PR07 Computo metrico estimativo e PR08 Quadro economico.

A.1.j.2 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi di intervento

Previste forme di autofinanziamento e/o finanziamento presso istituti bancari-finanziari.

A.1.j.3 Cronoprogramma riportante l'energia prodotta annualmente durante la vita utile dell'impianto

Si rimanda allo Studio Anemologico.

10. Ricadute socio-economiche

I costi esterni, o esternalità, nella produzione d'energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società.

Essi comprendono tutti i danni procurati all'ambiente, sia naturale, sia costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa, alla realizzazione ed esercizio degli impianti fino alla dismissione degli stessi).

Si stima che, complessivamente, i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE.

I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale.

Nella tabella che segue sono riportate le quantificazioni di tali esternalità, scaturite dal decennale progetto ExternE, finanziato dall'Unione Europea.

Tenologia	Carbone e lignite	Petrolio	Gas	Nucleare	Biomasse	Idro	FV	Eolico
€cen/kWh	2-15	3-11	1-3	0,2-0,7	0,08-3	0,03-1	0,6	0,05-0,25

Come si può notare un impianto eolico, tra le varie fonti di produzione di energia tradizionali e non, produce le esternalità minori quindi i più bassi danni ambientali a parità di energia prodotta.

Il consumo energetico, oggi basato principalmente sui combustibili fossili, è responsabile diretto delle emissioni inquinanti: CO, CO₂, SO_x, NO_x, CH₄, idrocarburi composti volatili e particolati vari.

Si deduce, quindi, che un impianto eolico produce notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Inoltre, in termini di elementi di valutazione socio-economica, la realizzazione del Parco potrà apportare al territorio indubbi vantaggi dal punto di vista economico, occupazionale e di sviluppo.

Risulteranno beneficiati dall'intervento gli agricoltori proprietari dei terreni, le Amministrazioni Comunali, le imprese di costruzione, le imprese di gestione.

Le imprese di costruzione nel settore civile (strade, fondamenta, opere varie) ed elettrico (cavidotti, cabine, linee), oltre che la stessa ENEL Distribuzione/Terna per le opere di allacciamento, saranno impegnate in interventi che prevedono indubbi ritorni di tipo occupazionale.

A.1.k.2 Analisi delle ricadute sociali e occupazionali

Il D.lgs. 28/2011, articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: «sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica».

L'analisi del GSE utilizza un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali (input – output) ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Tali matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M).

Il ricorso alle metodologie della Tavola input-output e della matrice di contabilità sociale (Sam, Social Accounting Matrix) permette inoltre la quantificazione degli impatti generati da programmi di spesa in termini di:

- ❖ effetti diretti su valore aggiunto e occupazione prodotti direttamente nel settore interessato dall'attivazione della domanda;
- ❖ effetti indiretti generati a catena sul sistema economico e connessi ai processi di attivazione che ciascun settore produce su altri settori di attività, attraverso l'acquisto di beni intermedi, semilavorati e servizi necessari al processo produttivo;
- ❖ effetti indotti - Matrice Sam - in termini di valore aggiunto e occupazione generati dalle utilizzazioni dei flussi di reddito aggiuntivo conseguito dai soggetti coinvolti nella realizzazione delle misure (moltiplicatore keynesiano).

L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcum pubblicata da Eurostat, permette, infine, di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

A.1.k.3 Le ricadute monetarie

Creazione di valore aggiunto

Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività

di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

Valori Occupazionali

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) fissa i principali obiettivi al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il loro raggiungimento.

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

Figura 10-1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 – Fonte PNIEC

In termini di mix energetico primario al 2030 il gas naturale si mantiene la fonte principale. Decresce, invece, il consumo di solidi e petroliferi a favore delle fonti rinnovabili. Il 2030 è confrontato con l'ultimo anno a consuntivo disponibile, il 2016, i cui valori sono riportati nella figura sottostante.

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal Piano energia e clima determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti. La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030.

La sfida climatica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale. Nel grafico che segue si riportano i risultati delle proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC e un confronto con le previsioni dello scenario BASE.

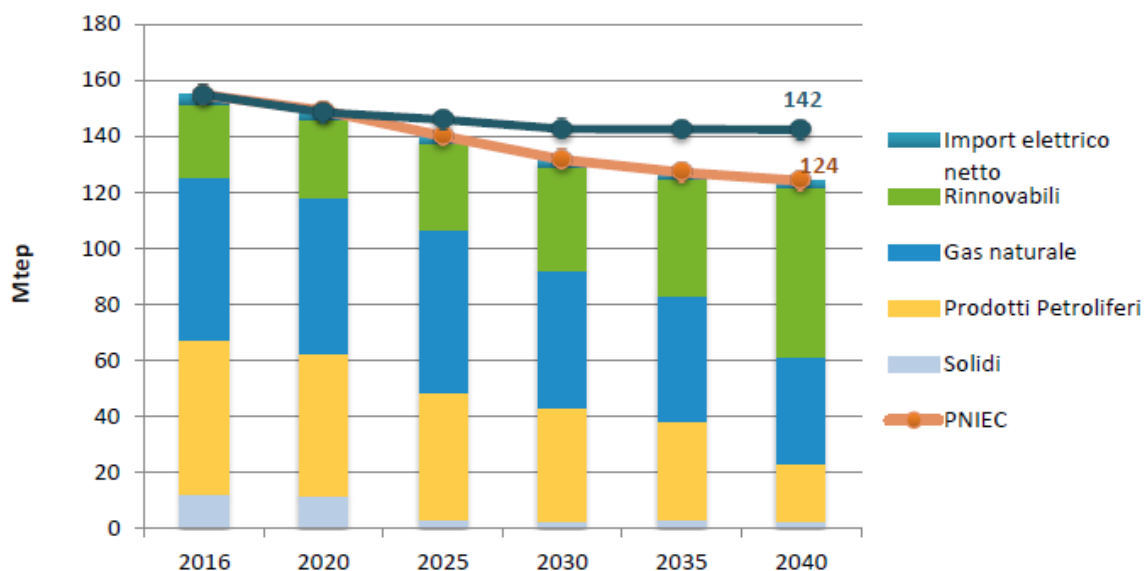


Figura 10-2: Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC – Fonte PNIEC

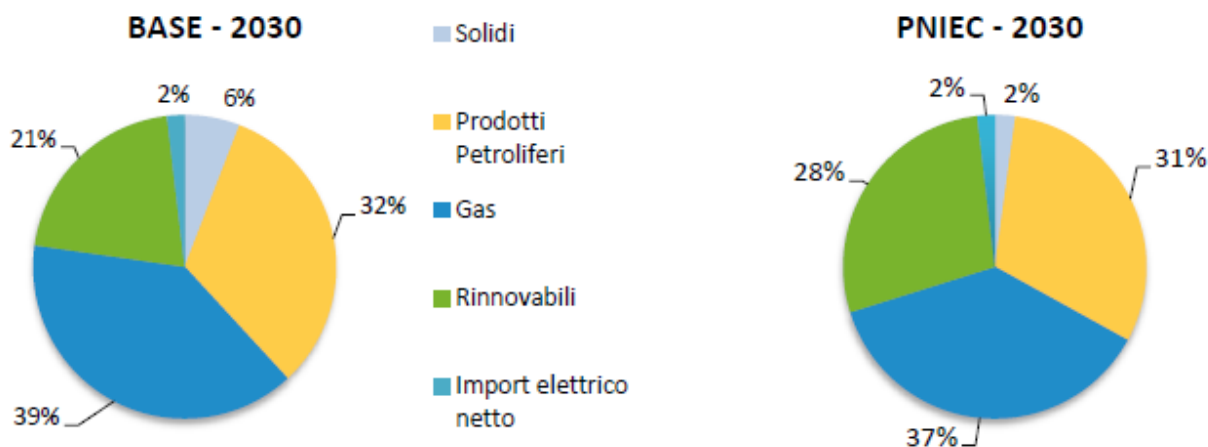


Figura 10-3: Mix del fabbisogno primario al 2030 – Fonte PNIEC

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (circa 17% del mix primario) per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso un 2050 a zero emissioni. Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile fino al 2030, contribuendo al 39% della domanda di energia primaria. Nella proiezione PNIEC nel lungo periodo la competizione con le FER e l'efficiamento di processi ed edifici portano a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile (passando dal 37% del 2030 a poco più del 30% al 2040).

Con riferimento alla sicurezza energetica, le proiezioni al 2040 indicano una netta riduzione della dipendenza energetica, per l'effetto combinato dell'incremento delle risorse rinnovabili nazionali e della contrazione delle importazioni, in particolare di combustibili fossili.

	2020	2025	2030	2040
Produzione nazionale	37.615	40.295	42.892	47.439
Solidi	50	-	-	-
Petrolio greggio	7.005	6.365	4.589	2.440
Gas naturale	4.750	4.340	2.445	1.010
Rinnovabili*	25.810	29.590	35.858	43.989

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 10-4: Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Importazioni nette	113.816	102.196	91.248	77.652
Solidi	11.590	2.966	2.812	3.006
Greggio e prodotti petroliferi	46.026	41.857	38.457	30.565
Gas naturale	51.088	53.456	46.468	39.755
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.427
Rinnovabili*	1.950	1.105	1.060	1.899

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Figura 10-5: Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC – Fonte PNIEC

	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	75,2%	71,7%	68,0%	62,1%

Figura 10-6: Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 – Fonte PNIEC

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello input/output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporaneamente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte.

L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di **ULA** (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Il Piano stima in circa 117 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2017-2030.

SETTORE		Δ investimenti annui mld€ (2017- 2030)	Δ VA medio annuo mld€ (2017-2030)	Δ ULA temporanee medie annue (2017-2030)
Residenziale	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,4	0,2	4.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,2	-0,2	-3.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	1,1	0,8	13.000
Teleriscaldamento	Distribuzione	0,6	0,03	1.000
Terziario	Riqualificazione edilizia	1,7	1,2	22.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,1	0,1	1.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,1	-0,0	-1.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	0,0	0,0	0
	Illuminazione	0,7	0,5	4.000
Industria	Motori e usi elettrici	0,1	0,0	1.000
	Cogenerazione e caldaie	0,1	0,1	1.000
	Processi, incluso il recupero termico	0,3	0,2	3.000
Trasporti	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	1,9	0,2	3.000
Settore elettrico	Bioenergie	0,2	0,1	1.000
	Fossili	-0,2	-0,1	-1.000
	Geotermoelettrico	0,0	0,0	0
	Idroelettrico	0,0	0,0	0
	Fotovoltaico	2,2	0,9	15.000
	Solare termodinamico	0,1	0,0	1.000
	Eolico	0,6	0,4	5.000
Sistema elettrico	Sviluppo Rete di trasmissione nazionale	0,1	0,1	1.000
	Riqualificazione delle reti di distribuzione	0,3	0,2	2.000
	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,7	0,5	5.000
Totale		13,4	7,3	117.000

Figura 10-7: Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input - output – Fonte PNIEC

Il seguente istogramma mostra invece l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER - E dal 2017 al 2030 secondo lo scenario PNIEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 37.710 unità nel 2017 a 50.683 nel 2030, con un saldo positivo pari a 12.973 ULA (+34% circa).

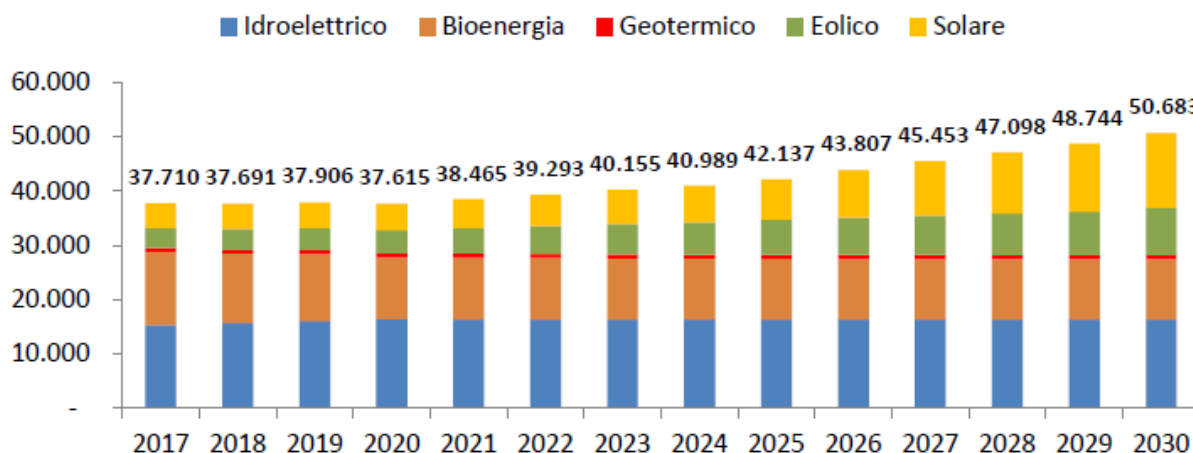


Figura 10-8: Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNIEC – Fonte PNIEC

Valore Aggiunto: 2020

Nel 2020, il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 2,7 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato "Santeramo in Colle" costituito da 9 turbine con una potenza complessiva di 59,4 MW e relative opere di connessione alla R.T.N.

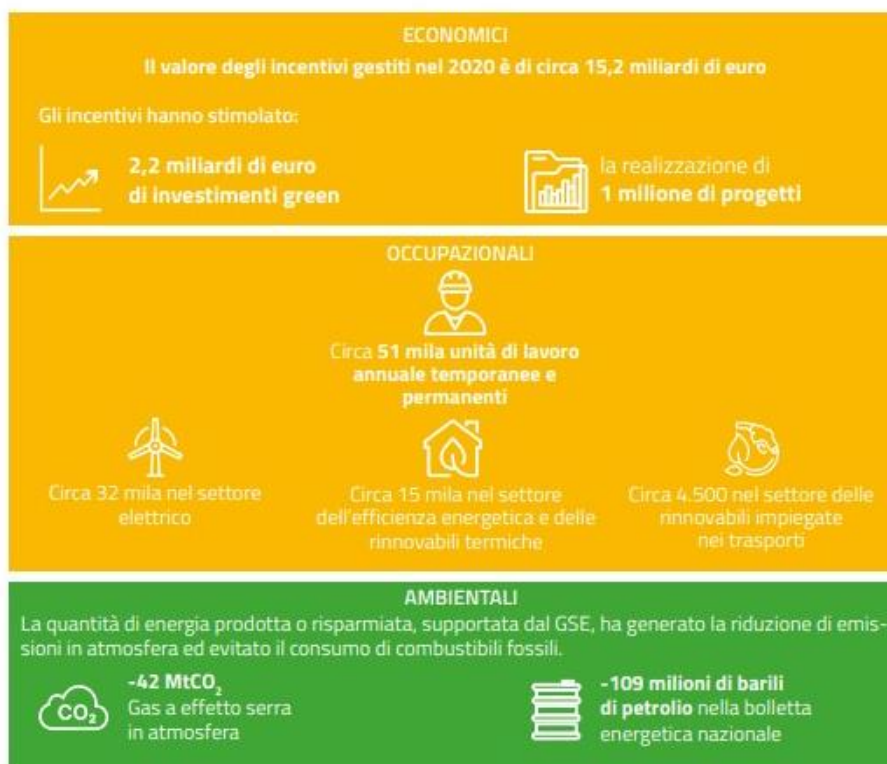
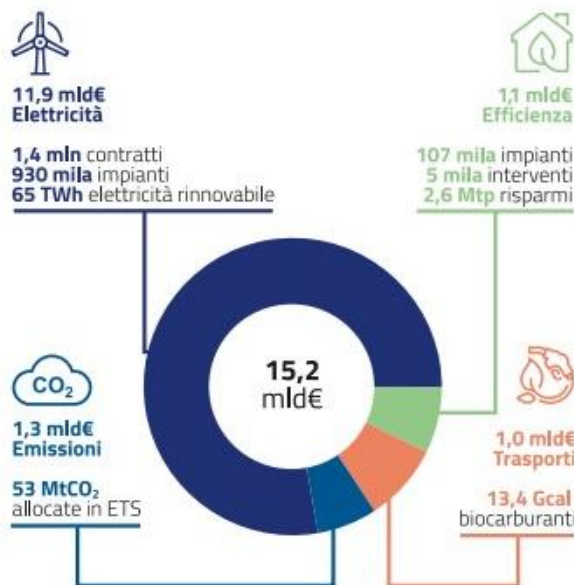


Figura 10-9: i principali benefici scaturiti dalle azioni sostenute dal GSE – Fonte GSE

A.1.k.4 Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio

Sin dal 2012 il GSE monitora le ricadute economiche e occupazionali correlate alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia

I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Si riportano di seguito le valutazioni relative all'anno 2019 e quelle preliminari relative al 2020.

Si stima che nel 2019 siano stati investiti quasi 1,7 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (835 mln€) ed eolico (598 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 11.700 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 3,5 mld€ nel 2019, si ritiene abbia attivato oltre 33.500 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal fotovoltaico, dal biogas e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2019 si ritiene sia stato complessivamente di circa 3 mld€.

TECNOLOGIA	INVESTIMENTI [mln€]	SPESE O&M [mln€]	VALORE AGGIUNTO [mln€]	OCCUPATI TEMPORANEI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]	OCCUPATI PERMANENTI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]
Fotovoltaico	835	379	670	5.392	5.952
Eolico	598	326	536	4.139	3.775
Idroelettrico	117	1.051	855	1.051	11.893
Biogas	102	536	477	967	5.937
Biomasse solide	12	603	272	115	3.756
Bioliquidi	0	557	115	4	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.665	3.511	2.968	11.667	33.538

Figura 10-10: Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2019 – Fonte GSE

Per la realizzazione e il funzionamento degli impianti eolici assumono particolare rilievo alcune caratteristiche ambientali e territoriali dei siti quali la ventosità, l'orografia, l'accessibilità. Per tali ragioni, la presenza di impianti eolici non è omogenea sul territorio nazionale: nel Sud Italia, in particolare, si concentra il 96,5% della potenza eolica complessiva del Paese e il 92,4% del parco impianti in termini di numerosità.

Nel corso del 2020 la numerosità degli impianti eolici in Italia è aumentata di 16 unità rispetto alla fine dell'anno precedente (+0,3%).

La Puglia è la regione con la seconda percentuale di impianti sul territorio nazionale (20,8%), subito dopo la Basilicata (25,0%).

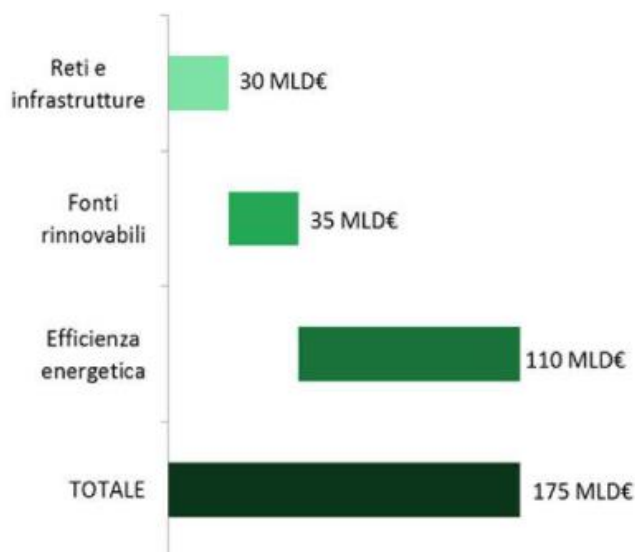
Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato "Santeramo in Colle" costituito da 9 turbine con una potenza complessiva di 59,4 MW e relative opere di connessione alla R.T.N.



Figura 10-11: Distribuzione regionale del numero degli impianti eolici a fine 2020 – Fonte GSE

A.1.k.5 La SEN 2017: investimenti e occupati

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.



Fonte: SEN 2017

- Fotovoltaico ed eolico: quasi competitivi, guideranno la transizione.
- Idroelettrico: si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.
- Bioenergie: programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare
- Altre tecnologie innovative: sostegno con strumenti dedicati.

Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua del nel periodo 2018-2030 circa 101.000

occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018 - 2030.

A.1.k.6 Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto

Con la realizzazione dell'impianto in oggetto della potenza di picco di circa 59,40 MW, si intende conseguire un significativo contributo energetico in ambito di produzione di energia elettrica, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Tutela dell'ambiente

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trovano come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Risparmio di combustibile;
- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Considerando l'impianto di SANTERAMO

IN COLLE, l'energia stimata come produzione del primo anno e successivi risulta essere di circa 147.100 MWh possiamo considerare quanto segue in termini di attenzione per l'ambiente per il tempo di vita dell'impianto minimo di 20 anni.

Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie eoliche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto eolico di Santeramo in Colle può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	27.508
TEP risparmiate in 20 anni	550.154

Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto eolico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto eolico di Santeramo in Colle, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/k Wh)	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno (kg)	69.725.400	54.868	62.812	2.060
Emissioni evitate in 20 anni (kg)	1.394.508.000	1.097.366	1.256.234	41.188

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

È stata considerata a vantaggio di sicurezza una durata di gestione di 20 anni, che rappresenta certamente una durata minima, ma tali impianti, che hanno incentivi ormai molto vicini alla *grid parity* (visti i ribassi da fare nelle aste), avranno di sicuro un periodo gestionale di almeno 30 anni, durata compatibile con la tecnologia attuale di costruzione delle turbine eoliche.

Ricadute Occupazionali ed Economiche

Oltre ai benefici di carattere ambientale per cui la realizzazione dell'impianto comporta un forte contributo, l'iniziativa della realizzazione dell'impianto eolico SANTERAMO IN COLLE ha una importante ripercussione a livello occupazionale ed economico considerando tutte le fasi, dalle fasi preliminari di individuazione delle aree a quelle legate all'ottenimento delle autorizzazioni, dalla fase di realizzazione, a quelle di esercizio e manutenzione durante tutti gli anni di produzione della centrale elettrica.

In particolare, i benefici occupazionali ed economici sono riassumibili in:

- realizzazione dei lavori di costruzione delle turbine con il coinvolgimento certo di imprese locali, soprattutto per le opere civili e di movimento terra, quindi con importanti ricadute occupazionali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per le opere di manutenzione dopo la installazione);
- coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni, che si rendono necessari per la installazione delle turbine, e per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per gli interventi di manutenzione dopo la installazione);

- indennizzo ai proprietari dei suoli agricoli che avrebbero un giusto ristoro per la concessione di una residua porzione dei propri suoli, proseguendo allo stesso tempo e senza problemi le attività agricole locali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- indennizzo in termini di contribuzioni comunali come la tassa IMU connessa alle aree di sedime degli aerogeneratori, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- ristori economici comunali in termini di misure di compensazione conseguenti alla installazione dell'impianto su suolo locale, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- introiti alle ditte locali connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto (ad esempio, istituti di vigilanza, fornitori di materiale elettrico, ecc.).

Provando ad ipotizzare l'occupazione connessa alla realizzazione dell'impianto in termini di unità lavorative, secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, possiamo assumere i seguenti parametri sintetici relativi alla fase di Realizzazione e alla fase di Esercizio e manutenzione (O&M):

- Realizzazione - Unità lavorative annue (dirette e indirette): 11 ULA/MW
- O&M – Unità lavorative annue (dirette e indirette): 0.6 ULA/MW

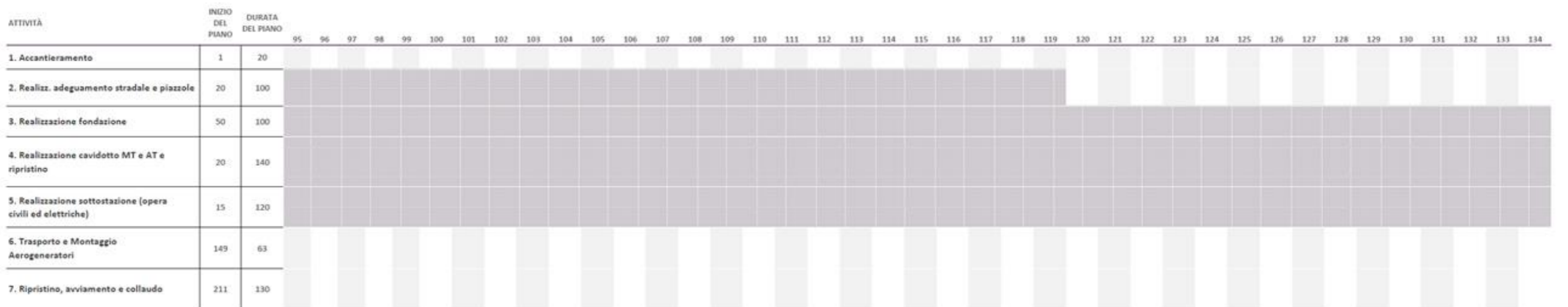
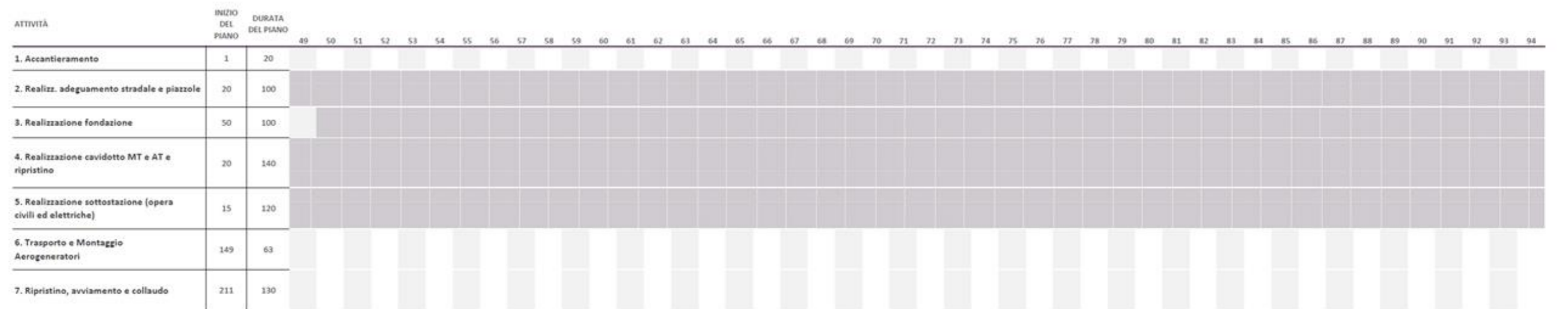
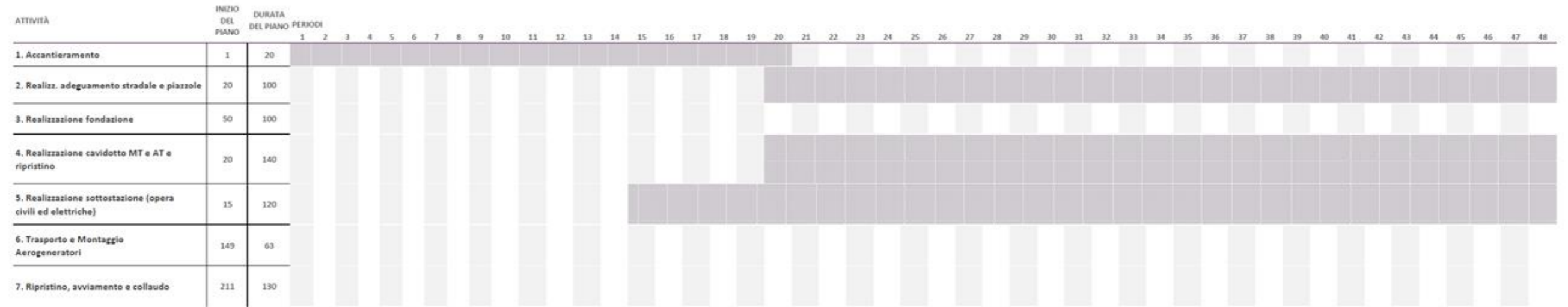
Nello specifico l'impianto SANTERAMO IN COLLE di 59,4 MW contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 654 ULA
- O&M: 36 ULA

Il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 12 mesi dall'inizio dei lavori alla entrata in esercizio dell'impianto. Considerando che la fase di progettazione esecutiva si avvierà quattro mesi prima dell'apertura del cantiere possiamo considerare 16 mesi come durata effettiva delle attività lavorative (senza considerare la attività di progettazione già svolta per la presentazione del presente progetto che ha richiesto circa 4 mesi di attività ed altre unità lavorative).

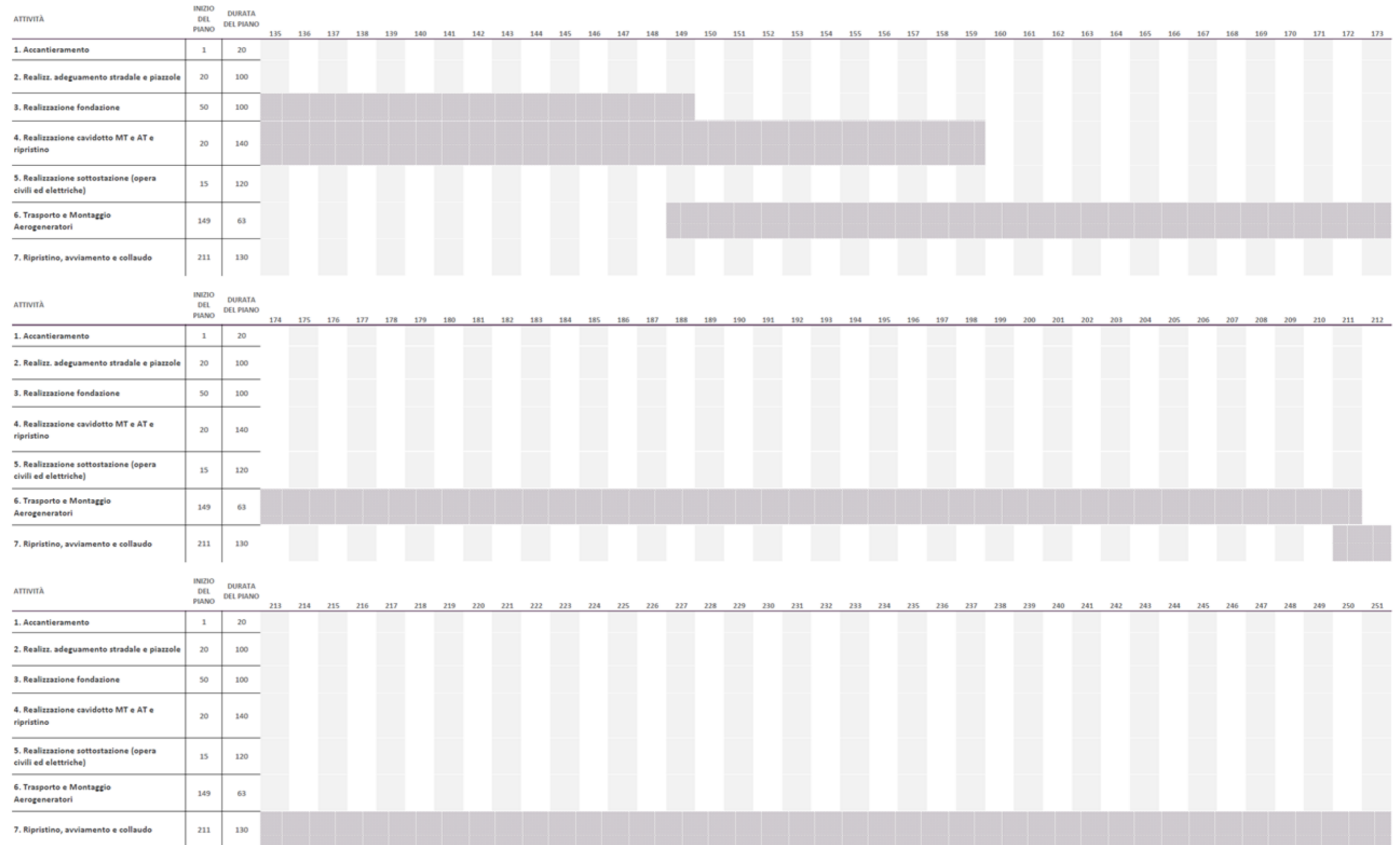
Le attività lavorative nelle fasi di costruzione possono essere sviluppate così come riportato nella tabella sottostante riportante il cronoprogramma dei lavori:

Cronoprogramma



PROGETTO DEFINITIVO

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
 "Santeramo in Colle" costituito da 9 turbine con una potenza complessiva di 59,4
 MW e relative opere di connessione alla R.T.N.



PROGETTO DEFINITIVO

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
 "Santeramo in Colle" costituito da 9 turbine con una potenza complessiva di 59,4
 MW e relative opere di connessione alla R.T.N.

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290						
1. Accantieramento	1	20																																													
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	100																																													
3. Realizzazione fondazione	50	100																																													
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	20	140																																													
5. Realizzazione sottostazione (opera civili ed elettriche)	15	120																																													
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	149	63																																													
7. Ripristino, avviamento e collaudo	211	130																																													

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329								
1. Accantieramento	1	20																																															
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	100																																															
3. Realizzazione fondazione	50	100																																															
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	20	140																																															
5. Realizzazione sottostazione (opera civili ed elettriche)	15	120																																															
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	149	63																																															
7. Ripristino, avviamento e collaudo	211	130																																															

ATTIVITÀ	INIZIO DEL PIANO	DURATA DEL PIANO	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368									
1. Accantieramento	1	20																																																
2. Realizz. adeguamento stradale e piazzole	20	100																																																
3. Realizzazione fondazione	50	100																																																
4. Realizzazione cavidotto MT e AT e ripristino	20	140																																																
5. Realizzazione sottostazione (opera civili ed elettriche)	15	120																																																
6. Trasporto e Montaggio Aerogeneratori	149	63																																																
7. Ripristino, avviamento e collaudo	211	130																																																

Dal punto di vista delle **Ricadute Economiche**, il mercato delle rinnovabili conosce una fase ormai matura ed è quindi facile reperire sul territorio competenze qualificate il cui contributo è sicuramente da considerare come una risorsa per la realizzazione dell'iniziativa in questione, dalla fase di sviluppo progettuale ed autorizzativo fino a quella di esercizio e manutenzione.

Oltre al contributo specialistico e qualificato, le competenze locali giocano un ruolo importante sotto l'aspetto logistico. La seguente tabella descrive le percentuali attese del contributo locale, a seconda delle macro attività della fase operativa dell'iniziativa:

Fase di Costruzione	Percentuale attività Contributo Locale
Progettazione	100%
Preparazione area cantiere	100%
Realizzazione strade	100%
Installazione strutture fondazione	90%
Installazione strutture	90%
Installazione RIN	50%
Cavidotti MT/bt	100%
Preparazione aree e basamenti per Conversion Units	100%
Installazione Conversion Units	100%
Installazione elettrica Conversion Units	90%
Installazione cavi MT/bt	100%
Cablaggio	90%
Opere elettriche Sottostazione	90%
Commissioning	80%

In linea generale il principale apporto locale nella fase di realizzazione è rappresentato dalle attività legate alle opere civili ed elettriche che rappresentano approssimativamente il 15-20% del totale dell'investimento.

La restante percentuale è rappresentata dalle forniture delle componenti tecnologiche, tra cui le principali sono rappresentate dalle componenti delle RIN, dalle unità di conversione (Cabine di conversione "Inverter Stations"), dai trasformatori MT/bt, dai Trasformatori AT/MT e dalle strutture di supporto.

Ovviamente vanno anche considerate le attività direttamente connesse alle opere di montaggio e sistemazione stradale.

Come specificato in precedenza, le ricadute economiche positive sono anche quelle indirette dovute al coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di

tecnici esterni oltre ai contributi locali per l'amministrazione comunale, in termini di oneri contributivi ed indennizzi previsti come misure compensative.

Quindi oltre ai **benefici di carattere ambientale** che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate, si hanno anche **benefici legati agli sbocchi occupazionali** derivanti dalla realizzazione di impianti eolici.

Come evidenziato dall'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali, derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico, *si stimano in circa 654 le persone che saranno coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto eolico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.*

Oltre a ciò è importante valutare l'indotto economico che si può instaurare utilizzando le aree e le infrastrutture degli impianti per organizzare attività ricreative, educative, sportive e commerciali, sempre nel rispetto dell'ambiente e del territorio di riferimento.

Si tratta, infine, di aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio, ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termini ambientali (riduzione delle emissioni in atmosfera ad esempio), che in termini occupazionali e sociali, perché sorgente di innumerevoli occasioni di crescita e lavoro.

11. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

È una procedura importante esplicitata nello Studio di Impatto Ambientale in quanto consente, in fase di redazione del progetto, di valutare le diverse soluzioni possibili ed apportare le giuste modifiche fino alla scelta della soluzione di progetto.

Come si avrà modo di spiegare e documentare nel corso del presente paragrafo, la fase della **valutazione delle alternative condotta dagli scriventi rappresenta un processo dinamico ed iterativo**, anche difficile da documentare in ogni singolo passaggio, che ha portato al **confronto qualitativo e quantitativo di diverse soluzioni fino alla definizione della soluzione di progetto del parco eolico** come **posizione delle turbine e piazzole, viabilità di accesso alle stesse, percorso del cavidotto e posizione della sottostazione**.

Prima di entrare nel merito delle scelte, è opportuno classificare le alternative di progetto, che possono essere distinte per:

- *alternative strategiche;*
- *alternative di localizzazione;*
- *alternative di processo o strutturali;*
- *alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;*

dove:

- per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;

- le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche l'**alternativa "zero"** coincidente con **la non realizzazione dell'opera**.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione e durante la stessa; tale processo, come detto, ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

Le alternative di localizzazione sono state affrontate nella fase iniziale di ricerca dei suoli idonei dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso; sono state condotte campagne di indagini e *micrositing* che hanno consentito di giungere ai siti di prescelti.

Nello specifico, si è partiti dalla scelta della macro area di impianto (Area Vasta), questa doveva rispondere ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, per diversi mesi è stata condotta una attività di micrositing durata un anno, nell'ambito della quale sono state valutate diverse posizioni delle turbine, diverse ipotesi di viabilità di accesso fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

In particolare, sono state valutate diverse alternative localizzative delle turbine nell'ambito della *macro area* attraverso una valutazione condivisa degli aspetti:

- Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati;
- Ambientali e vincolistici;
- Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici;
- Geologici ed idrogeologici;
- Idraulici;
- Topografici e dimensionali;
- Archeologici;
- Anemologici;

- Posizione della sottostazione Terna;
- Condivisione della progettualità con le amministrazioni locali;
- Costi economici.

La **macro area valutata** è stata quella che potesse avere come connessione la sottostazione di Castellaneta.

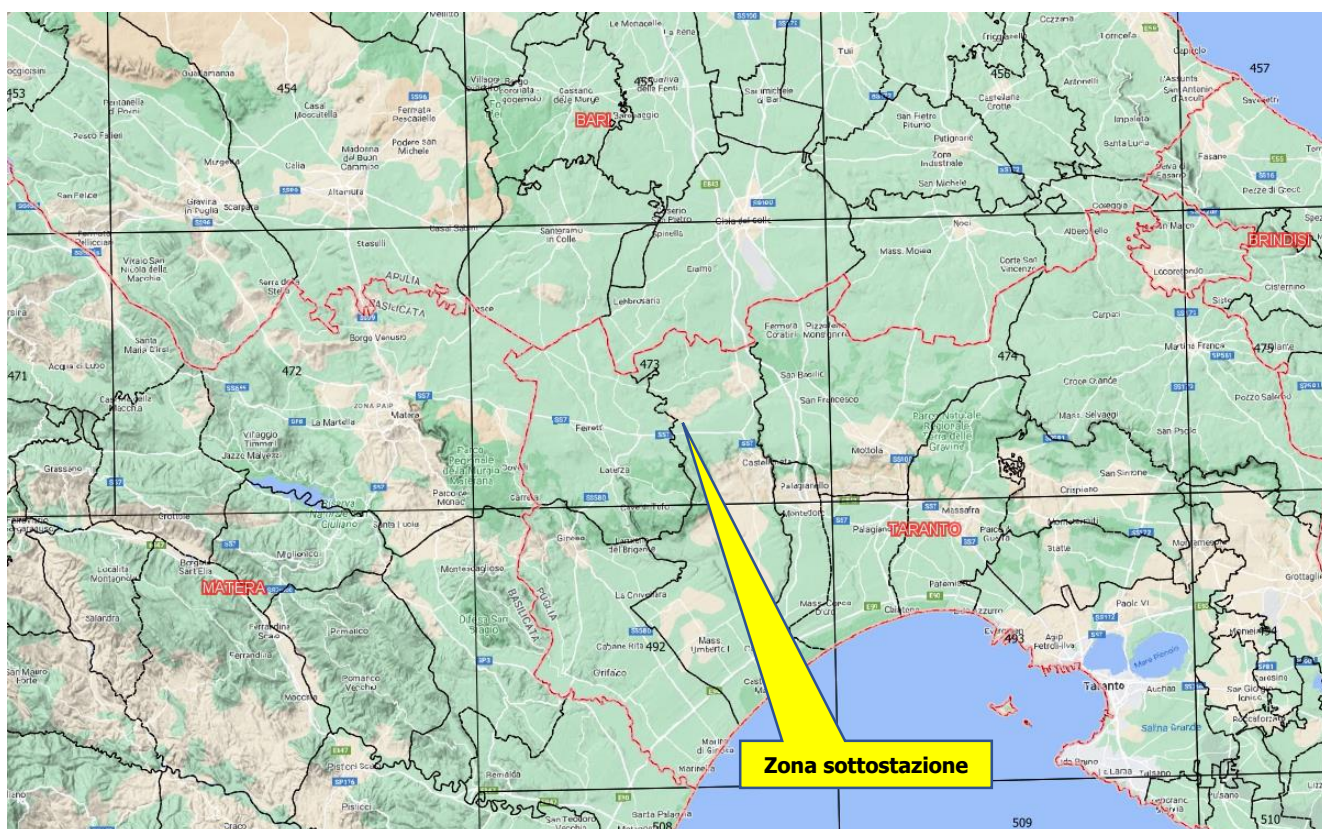


Figura 11-1: Macro area di valutazione

Tuttavia l'area vasta è caratterizzata dalla presenza di aree vincolate dal Parco Naturale Terre delle Gravine a sud dal Parco nazionale dell'Alta Murgia a nord, e a pochi chilometri dalla sottostazione di Castellaneta; nell'ambito di tale sotto area sono state messe a sistema tutte le componenti su indicate e posizionate le turbine nelle poche aree residue che hanno soddisfatto tutti i requisiti su indicati, o ne interferissero meno possibile.





Il processo di iter che ha visto coinvolti tutti i tecnici specialistici esperti nelle diverse professionalità, ha condotto alla **soluzione finale che ha prodotto i maggiori benefici ed allo stesso tempo i minori impatti ambientali; come si avrà modo di dimostrare, sono stati privilegiati sempre gli aspetti ambientali anche a scapito di quelli economici in alcuni casi.**

È naturale che tale processo non può aver soddisfatto contemporaneamente tutte le componenti su indicate ma è stato necessario "pesarle" ottenendo la migliore soluzione in termini di benefici ambientali.

Come detto è stata riportata la soluzione finale di layout ma sono state provate diverse alternative di posizionamento delle turbine, risultate meno "performanti" della precedente.

Nella immagine seguente è riportato il **layout alternativo (Alternativa 1) di posizionamento e localizzazione delle turbine.**

Il confronto valutato da diversi tecnici, attraverso modifiche, spostamenti e varie soluzioni è riassunto con la seguente metodologia rapida visiva:

Simbolo	Descrizione
	Soluzione più vantaggiosa
	Soluzione peggiorativa
	Soluzione indifferente e paragonabile
	Effetti non valutabili

Una volta individuata l'area, sono state posizionate le turbine e sono state valutate diverse soluzioni su posizione e viabilità interna di accesso alle stesse.

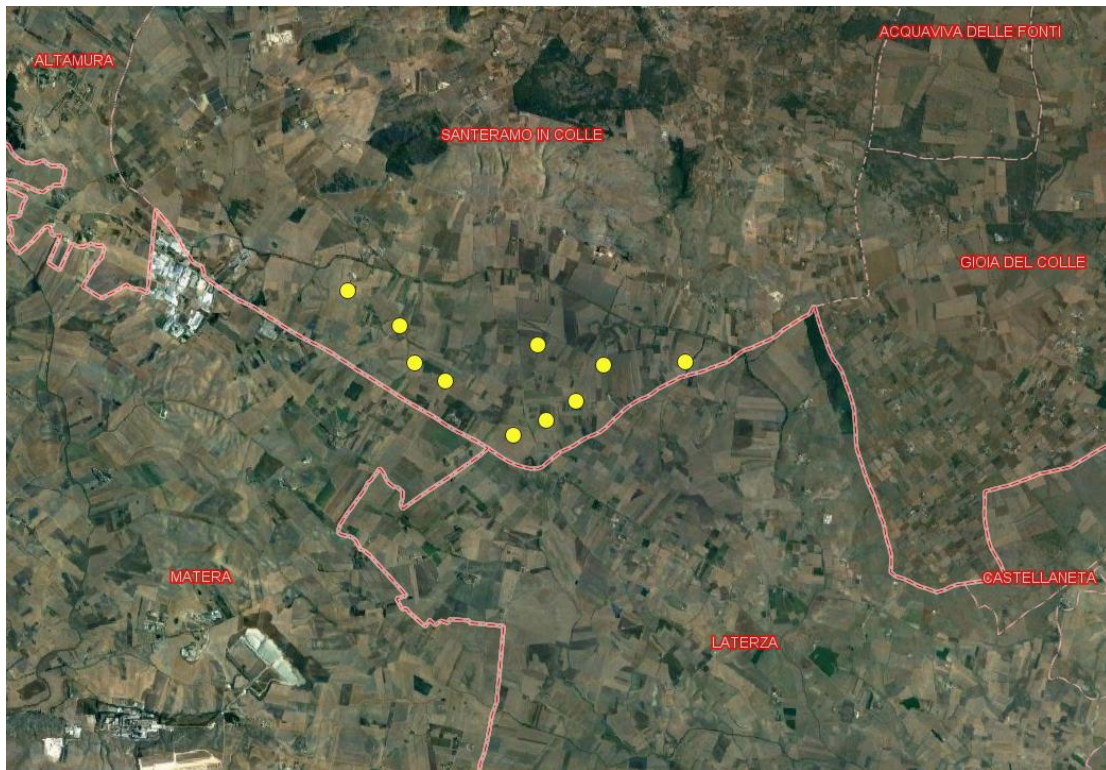


Figura 11-2: Soluzione di Layout iniziale

Questa soluzione, composta da 10 aerogeneratori (**Alternativa 1**) ha evidenziato diverse problematiche.

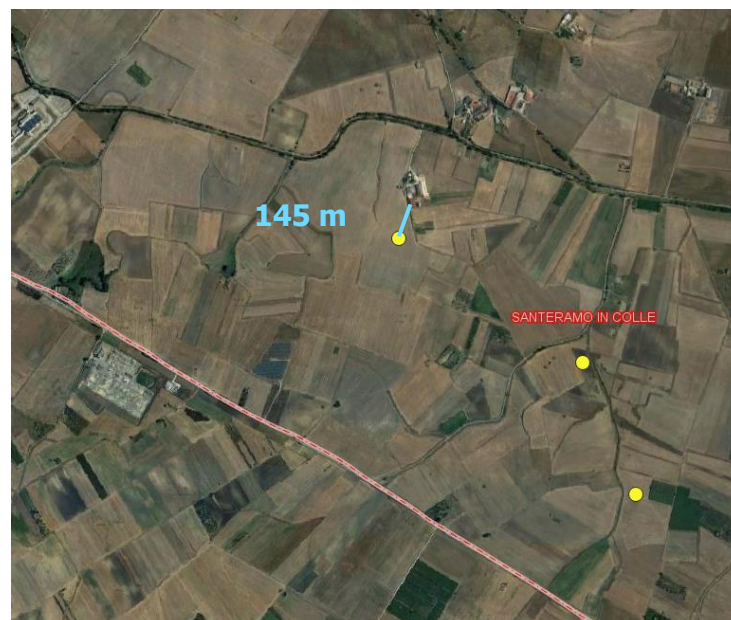


















Figura 11-3: Turbina eliminata dalla Alternativa 1

Nell'analisi dettagliata degli elementi componenti il paesaggio, il layout iniziale ha subito alcune modifiche di posizionamento di turbine e ne è stato ridotto il numero. Infatti, come si evince nell'immagini precedenti, una turbina è stata eliminata, in quanto era ad una distanza di circa 145 m da un ricettore sensibile.

Il layout con 10 turbine è stato scartato per i seguenti motivi:

Analisi Alternativa 1 - eliminazione 2 Turbine			
Componenti	Soluzione progetto (9 TURBINE)	Soluzione Alternativa 1 (10 TURBINE)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			-
Ambientali e vincolistici			-
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	-	-	-
Geologici ed idrogeologici			-
Idraulici			-
Topografici, dimensionali, visivi e di sicurezza			Una turbina è posizionata ad una distanza troppo ravvicinata da un ricettore sensibile.
Archeologici			-
Anemologici	-	-	-
Costi			La soluzione alternativa composta da 10 turbine avrebbe comportato costi leggermente maggiori
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Eliminata la turbina il layout è stato ulteriormente revisionato (**Alternativa 2**) con due sostanziali modifiche: Spostamento della turbina SAN05 più ad est, in quanto rientrava in un giovane vigneto, non visibile dalle immagini ortofoto, che indicano la destinazione a seminativo, ma visibile dalla fotografia seguente, scattata a seguito di recente sopralluogo.

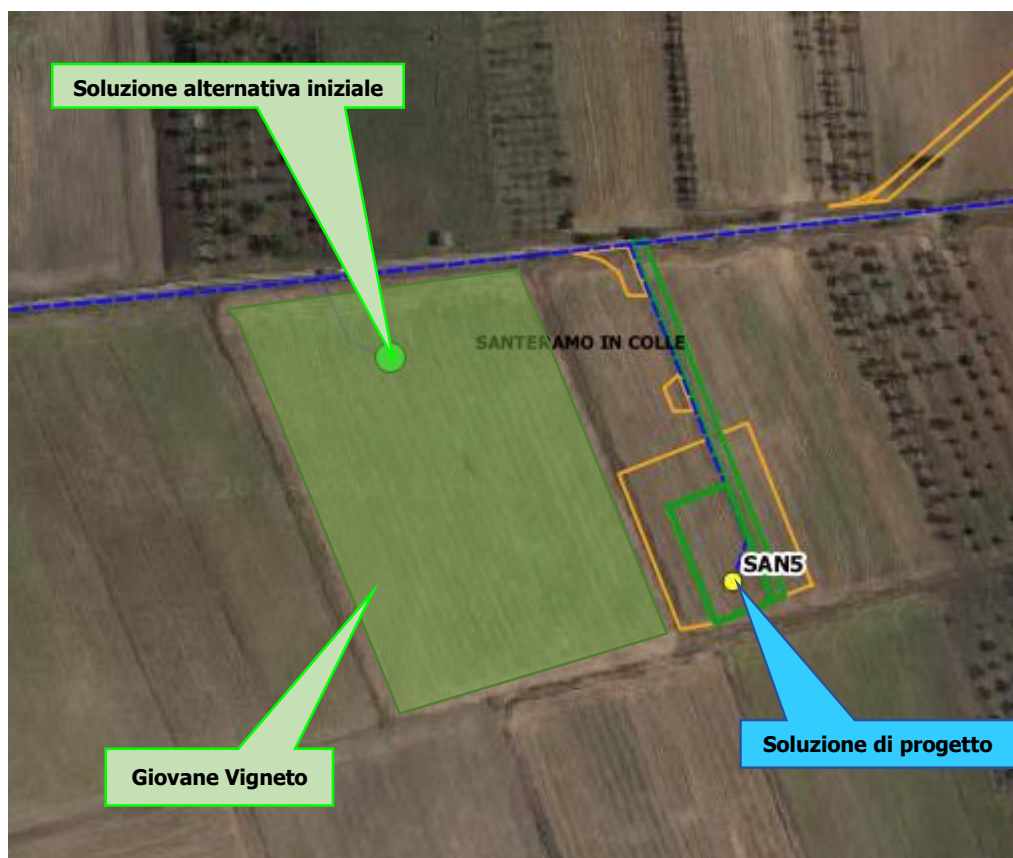


Figura 11-4: Turbina spostata dalla Alternativa 2



Figura 11-5: Giovane vigneto presente nell'area della turbina SAN5, spostata nella Alternativa 2

Altro confronto tra soluzioni alternative è stato effettuato nella definizione del **percorso del cavidotto interrato**.

Il collegamento del cavidotto tra la Turbina SAN7 e la SAN8 è stato riformulato al fine di ridurre la lunghezza del tracciato interrato, così come indicato nell'immagine seguente.

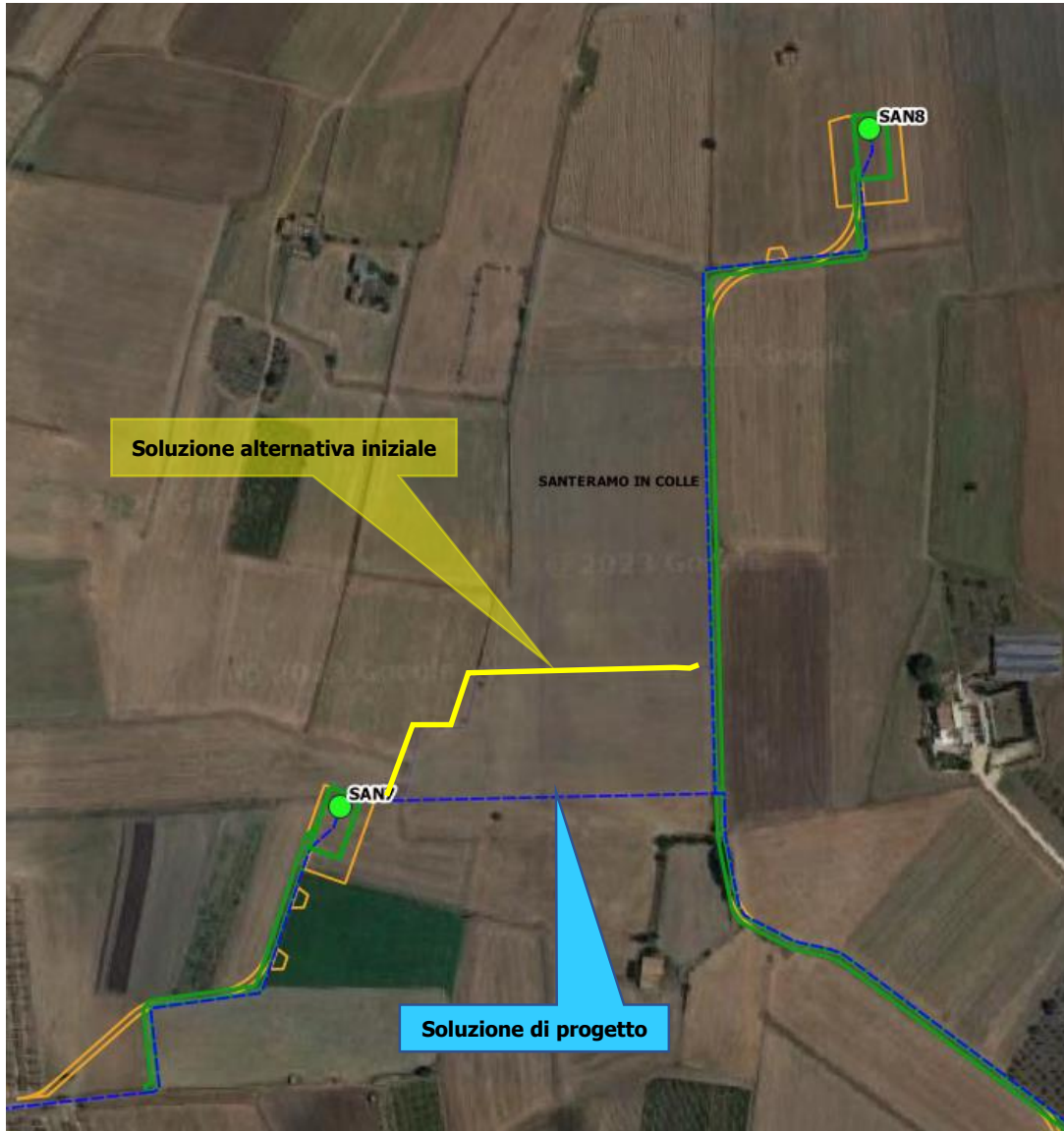


Figura 11-6: Spostamento tracciato cavidotto - Alternativa 2

Lo spostamento della turbina SAN5 e del riduzione della lunghezza del tracciato di cavidotto interrato ha comportato le seguenti variazioni alla soluzione iniziale di progetto:

Analisi Alternativa 2 - spostamento Turbina SAN5 – riduzione lunghezza cavidotto interrato			
Componenti	Soluzione finale Spostamento della SAN5 e del tracciato cavidotto	Soluzione Alternativa 2 SAN5 in posizione iniziale e percorso del cavidotto più lungo	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	-	-	-
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	😊	😞	La turbina è stata spostata all'esterno di un'area destinata a vigneto
Geologici ed idrogeologici	😐	😐	-
Idraulici	-	-	-
Topografici, dimensionali, visivi e di sicurezza	-	-	-
Archeologici	-	-	-
Anemologici	-	-	-
Costi	😊	😞	La soluzione di progetto richiede minori costi per la minore lunghezza del percorso del cavidotto interrato
RISULTATO	😊	😞	La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Per quanto riguarda invece le alternative di mitigazione, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate e via descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Come **alternativa strategica (Alternativa 4)**, è stata valutata la realizzazione di un impianto di pari potenza ma alimentato da fonti fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche non rinnovabili) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di potenza erogata.

Si suppone:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità netta annua del parco eolico, di circa 147,10 GWh;

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI			
Combustibile	Consumo specifico medio	Unità di misura	Fonte dati
Carbone	0,355	kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98
Petrolio	0,23	kg/kWh	ENEL
Gasolio	0,22	kg/kWh	EPA
Gas naturale	0,28	m ³ /kWh	EPA
Olio combustibile	0,221	kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,073	0,59	0,39
Petrolio	101	0	0
Gasolio	77,149	0,22	0,14118
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038
Olio combustibile	78	0,2	0,92683

Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua:

Combustibile	Consumo evitato (1 anno)	Unità di misura
Carbone	52 220,50	[t/anno]
Petrolio	33 833,00	[t/anno]
Gasolio	32 362,00	[t/anno]
Gas naturale	41 188,00	[mc/anno]
Olio combustibile	32 509,10	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 30 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti:

Combustibile	Consumo evitato (30 anno)	Unità di misura
Carbone	1 566 615,00	[t/anno]
Petrolio	1 014 990,00	[t/anno]
Gasolio	970 860,00	[t/anno]
Gas naturale	1 235 640,00	[mc/anno]
Olio combustibile	975 273,00	[t/anno]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E=A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]

Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x	Consumo	PCI	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	[t/anno]	[MJ/kg]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Carbone	94,073	0,59	0,39	52 220,50	31,40	154 253,73	967,44	639,49
Petrolio	101	0	0	33 833,00	41,80	142 836,16	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	32 362,00	42,60	106 359,25	303,30	194,63
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	41 188,00	36,10	82 998,02	371,72	0,57
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	32 509,10	41,00	103 964,10	266,57	1 235,35





















Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano:

Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	4 627 611,83	29 023,11	19 184,77
Petrolio	4 285 084,78	0,00	0,00
Gasolio	3 190 777,41	9 098,90	5 839,01
Gas naturale	2 489 940,64	11 151,65	16,95
Olio combustibile	3 118 923,05	7 997,24	37 060,40

Da quanto detto si può evincere come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima, rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi "l'Alternativa 4" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa 3 di Progetto". Infine, è stata considerata anche la **alternativa "zero"**, ossia la non realizzazione dell'intervento.

Di seguito la valutazione della alternativa zero dal punto di vista qualitativo.

Analisi alternativa zero			
Componenti	Soluzione progetto	Alternativa zero	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			La realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli impianti FER esistenti.
Ambientali e vincolistici			La realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli aspetti ambientali anche se sostenibili come dimostrato nel corso del presente studio. Interferenza che non avrebbe ovviamente la alternativa zero.
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Geologici ed idrogeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Idraulici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Topografici, dimensionali e visivi			Stesso discorso di cui al punto precedente
Archeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente. Inoltre con la assistenza archeologica in fase di cantiere aumentato i presidi
Anemologici	-	-	-
Costi			È ovvio che la alternativa zero non comporta costi
Ritorni per la collettività			La realizzazione del progetto comporta grossi benefici per la collettività: immissione in rete di energia pulita; utilizzo di manodopera locale in fase di cantiere, utilizzo di manodopera locale per la gestione ed esercizio dell'impianto; ritorni in termini di misure di compensazione
RISULTATO			La comparazione tra le due soluzioni porta ad una riflessione: è evidente che da un punto di vista strettamente ambientale la alternativa zero non comporta alcuna interferenza con le componenti ambientali vincolistiche, geologiche ed idrogeologiche, ma resta indifferente nel senso che non porta alcun elemento di novità e beneficio per il territorio. La soluzione di progetto, invece, compatibile e sostenibile, comporta una trasformazione, inevitabile, del territorio ma con evidenti ritorni e benefici per la collettività come su elencato, senza comportare un cumulo ed una pressione ambientale.

Tale aspetto sarà evidenziato anche sotto forma numerica attraverso il confronto matriciale.

Riepilogando quanto detto, dall'analisi delle possibili soluzioni progettuali sono state valutate e confrontate unicamente le seguenti ALTERNATIVE:

- Alternativa 0 – Non realizzazione dell'intervento;
- Alternativa 1 – Layout di progetto con 10 turbine;
- Alternativa 2 – Spostamento di 1 turbina e del tracciato del cavidotto;
- Alternativa 3 – Soluzione di progetto
- Alternativa 4 – Centrale termoelettrica di pari potenza

Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:

Produttività: le analisi relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto alle aree contigue;

Impatto con l'ambiente e aspetto paesaggistico: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori dei territori comunali per la locazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre la disposizione delle macchine risulta di minimo impatto per la fauna locale per il massimo sfruttamento della viabilità esistente.

L'Alternativa 3 è risultata quella meno impattante sull'ambiente circostante.

Si rimanda alle matrici in allegato.