

Parco Eolico "San Leone"

Comune di Crotone, Cutro, Scandale (KR)

Proponente



Renantis Italia Srl
Corso Italia 3, 20122 Milano
P.IVA/CF: 10500140966
www.renantis.com



RELAZIONE TECNICA



Tiemes Srl
Via Riccardo Galli, 9 – 20148 Milano
tel. 024983104/ fax. 0249631510
www.tiemes.it

0	21/03/23	Prima emissione	AH	VDA		
Rev.	Data emiss	Descrizione	Preparato	Approvato		
Origine File: 22048 SCN.PD.R.02-00 Relazione tecnica	Commessa		Proc.	Tipo doc	Num	Rev
	22048	SCN	PD	R	02	00
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden						

INDICE

1	Premessa	3
2	Scopo	3
3	Normativa di riferimento	4
4	Descrizione del progetto	8
4.1	Inquadramento geografico ed accessibilità	8
4.2	Descrizione dell'area	10
4.3	Anemologia	11
4.4	Posizioni aerogeneratori	13
4.5	Criteri di scelta degli aerogeneratori e del layout	13
4.6	Mitigazione dell'impatto del progetto	14
5	Caratteristiche tecniche del parco eolico	15
5.1	Aerogeneratori	15
5.2	Sistema di controllo	19
5.3	Viabilità e piazzole	19
6	Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo	20
7	Connessione elettrica	22
7.1	Elettrodotti interrati a 36kV	22
7.2	Sottostazione di raccolta a 36 kV	24
7.2.1	Quadri elettrici a 36 kV	26
7.2.2	Opere civili e altri impianti a servizio della SSE	27
8	Fase di cantiere	28
9	Fase di esercizio	29
10	Fase di dismissione	30
11	Ricadute sociali, economiche e occupazionali	31
11.1	Transizione verso l'utilizzo di fonti rinnovabili	31
11.2	Benefici ambientali	33
11.3	Ricadute occupazionali	36
11.4	Ricadute socio-economiche	39

1 Premessa

La società Renantis Italia Srl, d'ora in avanti il Proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica nella provincia Crotona (KR), in agro dei comuni di Crotona, Cutro e Scandale.

L'impianto, denominato parco eolico "San Leone", sarà costituito da 12 aerogeneratori di potenza unitaria nominale fino a 6,2 MW, per una potenza installata complessiva fino a 74,4 MW, abbinato a un sistema di accumulo elettrochimico di potenza nominale pari a 10 MW e capacità 40 MWh.

Data la potenza dell'impianto, superiore ai 10.000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

Gli aerogeneratori forniscono energia elettrica in bassa tensione (690V) e sono pertanto dotati di un trasformatore MT/BT ciascuno, alloggiato all'interno dell'aerogeneratore stesso e in grado di elevare la tensione a quella della rete del parco. La rete del parco è costituita da un elettrodotto interrato a 36 kV, tramite il quale l'energia elettrica viene convogliata dagli aerogeneratori alla sottostazione elettrica (SSE) di raccolta di proprietà del Proponente che sarà collegata a una nuova Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di proprietà di Terna Spa da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Belcastro - Scandale" (nel seguito "nuova SE").

Le opere progettuali sono quindi sintetizzate nel seguente elenco:

- parco eolico composto da 12 aerogeneratori, da 6,2 MW ciascuno, con torre di altezza fino a 125 m e diametro del rotore fino a 170 m, e dalle relative opere civili connesse quali strade di accesso, piazzole e fondazioni;
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nell'elettrodotto a 36 kV di collegamento tra aerogeneratori interamente interrato e sviluppato principalmente sotto strade esistenti, nella SSE di raccolta di proprietà del Proponente e nell'elettrodotto interrato a 36 kV di collegamento tra la SSE e la nuova SE.
- Impianto di rete per la connessione alla RTN, consistente in una nuova SE a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Belcastro - Scandale" e nello stallo di arrivo produttore a 36 kV della nuova SE.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) e in quanto tali sono indifferibili e urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, stipulato a Kyoto l'11 dicembre 1997" e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i..

2 Scopo

Scopo della presente relazione è illustrare le modalità di realizzazione e le caratteristiche tecniche minime dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato parco eolico

“San Leone”, che la società Renantis Italia Srl propone di realizzare in agro dei comuni di Crotona, Cutro e Scandale (KR) e delle relative opere di connessione alla rete elettrica.

Renantis è un operatore internazionale nel campo delle energie rinnovabili, attivo nello sviluppo, nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia pulita. Fornisce, inoltre, servizi altamente specializzati di gestione energetica, sia a produttori sia a consumatori di energia, sfruttando la propria esperienza anche per la gestione tecnico-amministrativa di impianti di terzi.

Renantis nasce nel 2002 come Actelios SpA, la cui missione principale è la produzione di energia pulita. La società decide di investire in modo pionieristico nelle rinnovabili, specialmente nel Regno Unito. Fin dagli esordi il modello di investimento è virtuoso e le comunità locali partecipano in minima parte all'investimento, beneficiando degli utili dell'impianto. Oggi la crescita della Società è sostenuta da fondi infrastrutturali di cui JP Morgan è advisor, che assicurano prospettive di stabilità e una visione a lungo termine.

Il Gruppo Renantis è presente in Italia, Regno Unito, Francia, Spagna, Norvegia, Svezia e Stati Uniti, per un totale di 1420 MW installati principalmente da fonte eolica e fotovoltaica. In Italia ha una capacità installata di 354 MW con numerosi impianti in diverse Regioni italiane, tra cui vanno ricordati l'impianto eolico più grande del nostro Paese a Buddusò in Sardegna (138 MW) e l'impianto di San Sostene in Calabria (79,5 MW).

La sostenibilità permea ogni nostra decisione e processo aziendale e ricalca l'impegno verso un futuro decarbonizzato e l'attenzione al contesto in costante evoluzione. Tutto lo sviluppo ruota intorno al concetto di partnership con i proprietari dei terreni, con le comunità locali che vivono vicino agli impianti, con le aziende del territorio e con gli amministratori pubblici, garantendo a ciascuna di queste controparti rispetto, ascolto ed impegno.

3 Normativa di riferimento

Leggi e norme nazionali:

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1: Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 0-10: Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori;
- Direttiva Macchine 2006/42/CE;
- “Norme Tecniche per le Costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;

Norme CEI impianti elettrici e stazioni elettriche:

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-8/7 (Sez.712): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 64-57: Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 (CEI 8-9): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;

- CEI-UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- CEI EN 50262 (CEI 20-57): Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305 (CEI 81- 10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44): Apparecchiature a bassa tensione;
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC);

Norme CEI impianti eolici:

- CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- CEI EN 50522 (CEI 99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- CEI 11-3 V1: Impianti di produzione eolica;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a.

Gli aerogeneratori avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza. Nel seguito vengono elencate le principali norme di interesse emesse dall'IEC e dal CENELEC.

IEC (International Electrotechnical Commission) IEC 61400-1, "Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements": fornisce un appropriato livello di protezione contro i danni derivanti dagli aerogeneratori. Vengono stabilite le classi di sicurezza, la garanzia della qualità, le sicurezze inerenti le condizioni ambientali e la rete elettrica pubblica, i criteri per il progetto strutturale ed i requisiti del sistema di controllo ed il sistema di protezione, le caratteristiche del sistema elettrico e meccanico, i criteri da seguire nel trasporto, montaggio ed installazione; IEC 61400-11, "Wind turbine generator systems – Part 2: Acoustic noise measurements", è stabilisce la metodologia nella misura e l'analisi delle emissioni acustiche dell'aerogeneratore; IEC 61400-12, "Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine performance testing", fornisce la metodologia che garantisce coerenza e precisione nella misura e nell'analisi delle prestazioni di potenza dell'aerogeneratore; IEC 61400-21, "Wind turbine generator systems – Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines", fornisce coerenza e precisione nella misura della qualità della potenza immessa in rete MT; IEC 61400-24, "Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection", fornisce indicazioni circa la protezione degli aerogeneratori dalle fulminazioni di tipo atmosferico.

CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) EN 61400-1, "Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements", il testo di questa norma è simile a quello preparato dal IEC, con l'aggiunta di alcune modifiche minori; EN 50308, "Wind turbine protective measures: requirements for design, operation and maintenance", fornisce le prescrizioni in materia di sicurezza per gli aerogeneratori ad asse orizzontale per installazioni on-shore; EN TR 50373, "Wind turbines-electromagnetic compatibility", fornisce delle indicazioni per soddisfare le prescrizioni della direttiva della Commissione europea in merito alla compatibilità elettromagnetica; EN 50376, "Wind turbine-declaration of sound power level and tonality values of wind turbines", fornisce i criteri per la dichiarazione dei livelli di protezione sonora.

4 Descrizione del progetto

Il progetto consiste in un impianto di generazione di energia elettrica da fonte eolica (parco eolico) per una potenza complessiva fino a 74,4 MW, costituito da 12 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,2 MW, con torri di altezza massima di circa 125 m dal piano campagna e rotori di diametro fino a 170 m. Il parco eolico sarà accoppiato a un sistema di accumulo elettrochimico di potenza nominale pari a 10 MW e capacità 40 MWh. Parco eolico e sistema di accumulo si collegheranno a 36 kV alla sottostazione di raccolta (SSE) di proprietà del Proponente. La SSE di raccolta sarà allacciata alla rete elettrica in AT alla sezione a 36 kV della nuova stazione elettrica a 380/150/36 kV della RTN da realizzarsi nel comune di Scandale, in località Gullo.

4.1 Inquadramento geografico ed accessibilità

La localizzazione su grande scala è individuata nelle figure seguenti.

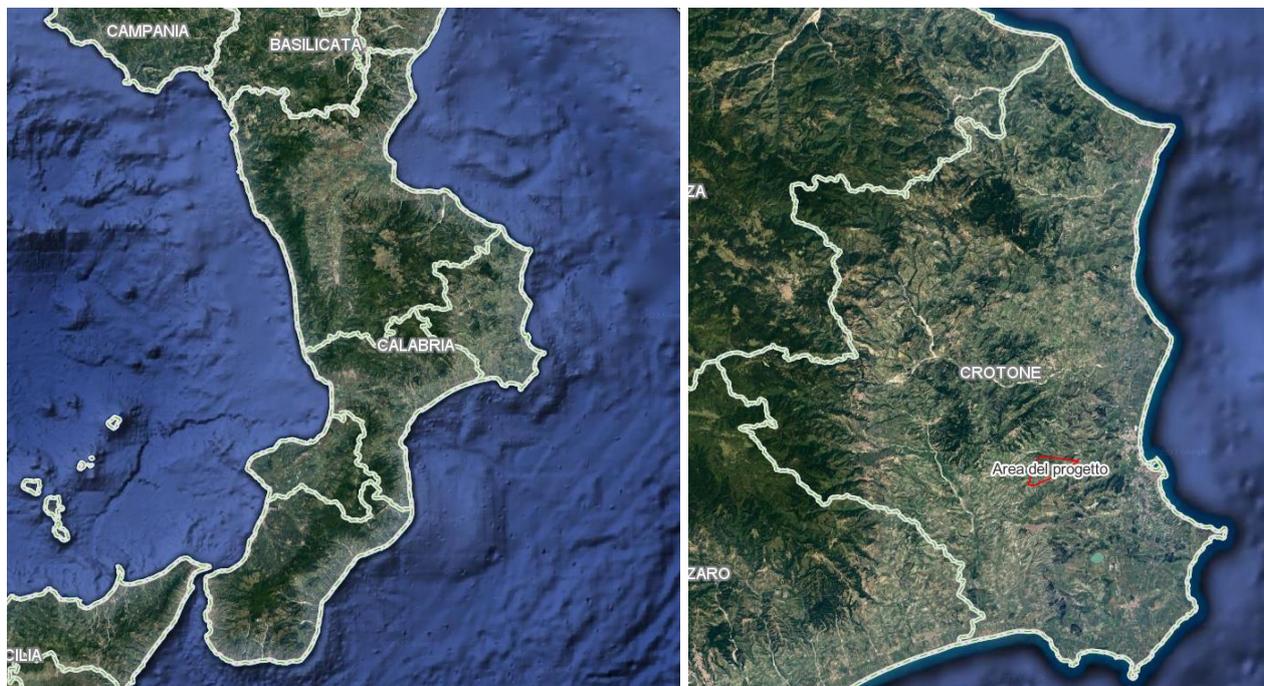




Figura 4-1 – Inquadramento su ortofoto dell'area di progetto

Gli aerogeneratori saranno così distribuiti sul territorio:

- l'aerogeneratore D03 nel comune di Crotone (NCT foglio 28, loc. Manca del Vescovo),
- gli aerogeneratori D01, D02 (fogli 15 e 16, loc. Manca del Vescovo), D04, D05 (foglio 17, loc. Gullo), D07, D08 (foglio 17, loc. Grancetto) nel comune di Scandale,
- gli aerogeneratori D06 (foglio 1, loc. Gullo), D09, D10, D11 e D12 (fogli 1 e 2, loc. Timpone Centonze) nel comune di Cutro.

Tutte le opere in progetto sono localizzate nei comuni di Scandale (KR), Cutro (KR) e Crotone.

Un'area di 250 mq totali del foglio 20 del Comune di San Mauro Marchesato (KR) sarà interessata dal solo sorvolo delle pale degli aerogeneratori D06 e D11.

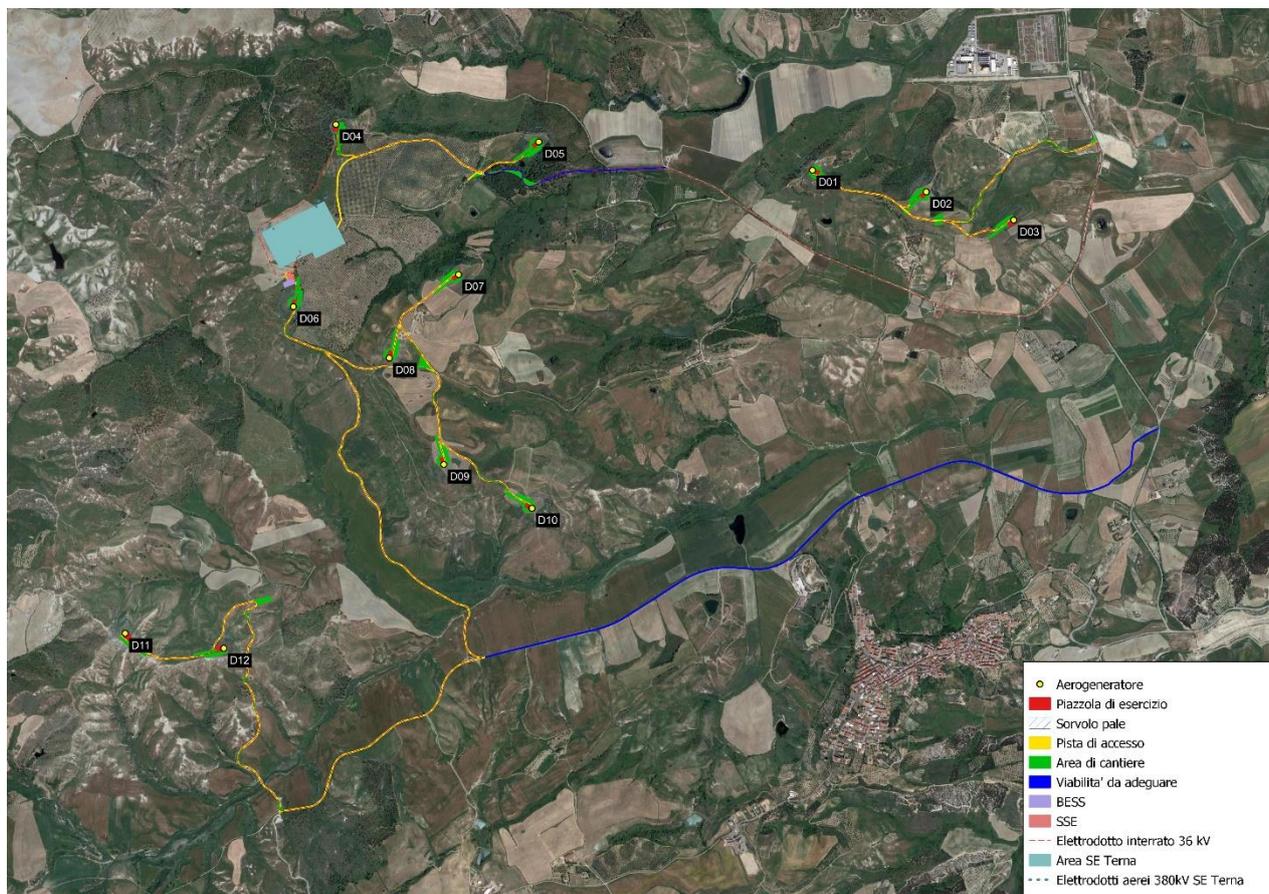


Figura 4-2 – Inquadramento del parco eolico, delle opere connesse e dell’area sulla quale ricadrà la nuova SE della RTN

Il tracciato dell’elettrodotto interrato a 36 kV si svilupperà principalmente lungo strada pubblica, fatta eccezione della nuova viabilità di accesso ai singoli aerogeneratori, interessando il territorio dei comuni di Scandale, Crotona e Cutro (KR). Il sistema di accumulo e la sottostazione elettrica di raccolta di proprietà del proponente saranno localizzati su terreno privato, in vicinanza dell’aerogeneratore D06, in prossimità della nuova SE a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Belcastro - Scandale”.

Gli aerogeneratori sono accessibili da viabilità esistente a partire dalla SS107bis che parte dalla SS106 Ionica nella zona industriale Passovecchio di Crotona; in prossimità degli aerogeneratori si prevede di sistemare la viabilità interpodereale esistente e, per brevi tratti di realizzarne di nuova.

4.2 Descrizione dell’area

L’assetto morfologico dell’area d’interesse è caratterizzato da una tipologia topografica che si identifica con basse dorsali collinari orientate, con l’asse principale, in diverse direzioni a seconda l’azione erosiva prevalente delle aste fluviali. Le aree in rilievo si collegano alle fasce depresse con incisioni vallive più o meno profonde che ne intaccano la continuità (W.M. DAVIS, 1899).

I corsi d’acqua, tutti a carattere torrentizio, hanno intaccato molto profondamente il territorio asportandone la coltre superficiale dei litotipi argillosi portando a giorno le coperture alterate del substrato geologico caratterizzato da argille grigio-azzurre estremamente compatte che si trova, per tutta l’area investigata, alla profondità media di 34 metri dal piano campagna.

L'idrografia superficiale è caratterizzata da ruscellamenti concentrati in alvei particolarmente attivi nei periodi maggiormente piovosi che ne intaccano la continuità territoriale.

Riguardo all'idrografia sotterranea non sono state riscontrate falde acquifere nelle fasi della campagna geognostica né tanto meno sul contatto stratigrafico tra la copertura quaternaria Qs-cl (potenziale acquifero) e le argille Plioceniche Pa 2-3 impermeabili.

Dove invece affiorano direttamente le argille, le falde d'acqua non sono proprio ipotizzabili ma un quantitativo di acqua viene comunque incamerato nelle porzioni più superficiali (argille grigie) che si saturano facilmente dell'assorbimento del liquido che agevolmente penetra nelle fessure provocate dal caldo torrido del periodo estivo.

Nel sito di progetto si riscontra un'uniformità litologica, con contesti geologici, geomorfologici ed idrogeologici assimilabili. È stato condotto uno studio geologico dell'area, comprensivo di indagini geognostiche, quali prove penetrometriche, indagine sismica di tipo MASW e a rifrazione; per maggiori dettagli sullo studio si rimanda all'elaborato specifico ("Relazione Geologica"). La successione stratigrafica risultante che rappresenta mediamente il sottosuolo dei luoghi di intervento vede, a partire dall'alto, le seguenti unità litologiche:

- da 0,00 a – 1 m : Coltre superficiale limo-sabbiosa di colore bruno. Consiste in terreno agrario.
- da –1 a –5,00 m: Sabbie limose e argille grigie (le possono estendersi fino a -15,00 m).
- da –5,00 a – 35,00 m: Argille grigio-azzurre.

Ai sensi delle "Norme Tecniche per la Costruzione" (D.M. del 17/01/2018) il parco eolico ricade in zona sismica 2, con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti e con valore di a_g compresa tra 0,15 e 0,25g. con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni.

Dal punto di vista naturalistico l'area in esame rientra pertanto in quello che generalmente viene definito agroecosistema, ovvero un ecosistema modificato dall'attività agricola che si differenzia da quello naturale in quanto produttore di biomasse prevalentemente destinate ad un consumo esterno ad esso. L'attività agricola ha notevolmente semplificato la struttura dell'ambiente naturale, sostituendo alla pluralità e diversità di specie vegetali e animali, che caratterizza gli ecosistemi naturali, un ridotto numero di colture ed animali domestici. L'azione antropica ha drasticamente uniformato il paesaggio.

4.3 Anemologia

L'analisi anemologica eseguita attribuisce al progetto una producibilità complessiva P50 (cioè superata il 50% degli anni) di circa 2300 ore equivalenti (MWh/MW).

La producibilità (P_r) dell'impianto è ricavabile tramite la seguente relazione:

$$P_r = \sum_i P_i \times \Delta t_i$$

dove:

P_r = producibilità (MWh);

P_i = potenza generata ad una velocità del vento compresa tra l'intervallo di funzionamento dell'aerogeneratore scelto;

Δt_i = numero di ore in cui viene generata la potenza P_i .

La quantità di energia cinetica relativa ad una massa d'aria in movimento si ricava dalla seguente relazione:

$$E_{teorica} = \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

Da tale equazione è possibile ricavare il valore della potenza resa dal generatore eolico in funzione della velocità del vento, della densità dell'aria, del diametro del rotore e dell'efficienza stessa del generatore, secondo la seguente relazione:

$$P_{reale} = \frac{1}{2} \times \rho \times \pi \times r^2 \times v^3 \times C_e$$

dove:

ρ = densità dell'aria

v = velocità del vento

d = diametro del rotore

C_e = efficienza totale dell'aerogeneratore

La stima di producibilità tiene conto delle caratteristiche orografiche e morfologiche del sito, delle perdite per effetto scia che ciascun aerogeneratore può subire e di un fattore di riduzione risultante dall'analisi delle perdite del parco eolico, stimate in 9.2%.

Densità aria (alla densità di 1.195 Kg/m ³)	-1.4%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-9.2%

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato specifico "Studio anemologico e relazione di producibilità".

4.4 Posizioni aerogeneratori

La posizione degli aerogeneratori, con approssimazione +/-20m, è riportata nella tabella seguente in coordinate UTM WGS84 33N.

Tabella 4.1 – Posizioni aerogeneratori in coordinate WGS 84 – UTM zone 33N

Aerogeneratore	Est	Nord
D01	674833	4329466
D02	675471	4329344
D03	675961	4329185
D04	672160	4329725
D05	673298	4329626
D06	671922	4328695
D07	672848	4328877
D08	672460	4328405
D09	672766	4327804
D10	673259	4327557
D11	670979	4326850
D12	671532	4326765



Figura 4-3 – Localizzazione aerogeneratori su ortofoto

4.5 Criteri di scelta degli aerogeneratori e del layout

Nel progetto è previsto l'impiego di aerogeneratori di grande taglia sulla base delle seguenti considerazioni:

- tecnologia matura;
- essi consentono una maggiore efficienza e maggiore produzione a parità di capacità installata
- un migliore impiego del territorio, un minor consumo del suolo e minore entità delle opere accessorie a parità di capacità installata;
- riduzione del numero di aerogeneratori installati;
- bassa velocità di rotazione con conseguente riduzione del disturbo dell'avifauna e degli effetti di sfarfallio dell'ombreggiamento.
- la viabilità esistente ne consente il trasporto.

La scelta dell'area è stata dettata dalla presenza di buone condizioni di vento con bassa incidenza su aree protette. Il sito ha buone caratteristiche orografiche, complessivamente dispone di una buona viabilità di accesso. E' stata valutata positivamente la prossimità del sito all'agglomerato industriale di Passovecchio oltre che la presenza della SE 380/150 kV di Scandale, distante meno di 1 km in linea d'aria dall'aerogeneratore D03.

Il layout del parco eolico è stato ricavato da uno studio che considera:

- le caratteristiche anemologiche locali;
- la mutua distanza tra aerogeneratori, al fine di contenere l'impatto visivo dell'opera e contemporaneamente minimizzare le perdite per turbolenza ed effetti scia;
- le abitazioni presenti, anche in relazione alla variazione di clima acustico nelle vicinanze dei ricettori;
- la non inclusione di Siti di Interesse Comunitario, Zone di Protezione Speciale e di altre aree non idonee;
- l'orografia del sito, l'assenza di vegetazione arborea e le caratteristiche geologiche delle aree utilizzate per gli aerogeneratori.

4.6 Mitigazione dell'impatto del progetto

A fini di mitigazione dell'impatto del progetto complessivo si indicano, fra le altre, le seguenti previsioni:

- colorazione aerogeneratori neutra adatta al luogo;
- ripristino di strade esistenti attualmente in cattivo stato che verranno utilizzate anche dai proprietari dei terreni vicini;
- assenza di illuminazione;
- convogliamento cavi su trincea interrata per minimizzare l'impatto ambientale e paesaggistico;
- uso di aerogeneratori a bassa rumorosità

5 Caratteristiche tecniche del parco eolico

5.1 Aerogeneratori

Da un'attenta analisi delle caratteristiche anemologiche del sito, della viabilità per il trasporto nonché delle tipologie di generatori eolici presenti sul mercato è emerso che l'area ben si presta a ospitare aerogeneratori di grande taglia (circa 6 MW).

Ad oggi il mercato delle turbine eoliche è caratterizzato da un discreto numero di costruttori che realizzano aerogeneratori della taglia sopra indicata e questo porta ad un livello di concorrenza sullo stato d'avanzamento della tecnologia e sulle garanzie di funzionamento degli stessi.

Pertanto la scelta del costruttore e della tipologia di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà al termine dell'iter autorizzativo in seguito ad una gara tra i diversi produttori di aerogeneratori presenti oggi sul mercato sulla base dei seguenti aspetti:

- producibilità garantita dal produttore degli aerogeneratori sulla base dei dati anemometrici registrati nel periodo di tempo compreso tra l'installazione dell'anemometro e l'ottenimento delle autorizzazioni amministrative;
- caratteristiche anemologiche del sito, in particolare per quanto riguarda la turbolenza;
- affidabilità delle componenti dell'aerogeneratore e garanzie del produttore;
- disponibilità delle macchine nel mercato e tempi di consegna;
- rumorosità delle macchine;
- costo complessivo

L'utilizzo di aerogeneratori di potenza inferiore richiederebbe l'installazione di un numero maggiore di macchine (a parità di potenza installata). Data la limitata superficie disponibile per l'installazione, sarebbe necessario collocarli a distanze troppo ravvicinate, tali da comprometterne il funzionamento ottimale.

Ciascun aerogeneratore sarà dotato di:

- una turbina di diametro massimo di 170 m con 3 pale ad inclinazione variabile, calettate sul mozzo;
- una torre, di altezza massima di 125 m, cava all'interno, dotata di scala e di ascensore di servizio interno per l'accesso alla navicella, e contenente il trasformatore di tensione della corrente prodotta a bassa tensione (690 V) dall'alternatore connesso alla turbina;
- una navicella, contenente, al suo interno:
 - un cuscinetto di sostegno del mozzo,
 - un sistema di controllo dell'inclinazione delle pale e dell'imbardata in funzione della velocità del vento,
 - un moltiplicatore di giri, che consente di trasformare la bassa velocità di rotazione della turbina nella velocità necessaria a far funzionare l'alternatore,
 - un alternatore, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

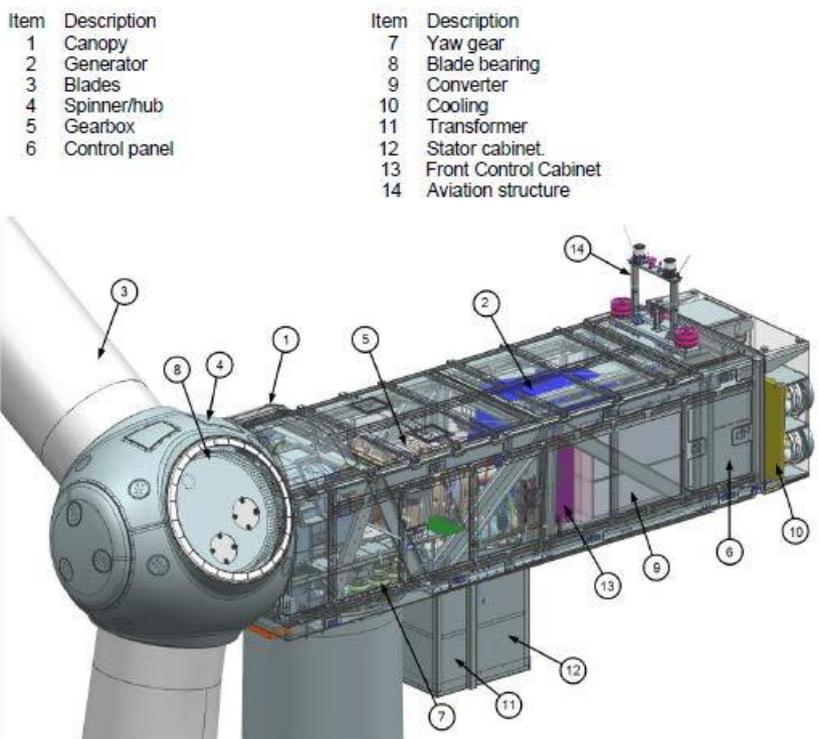


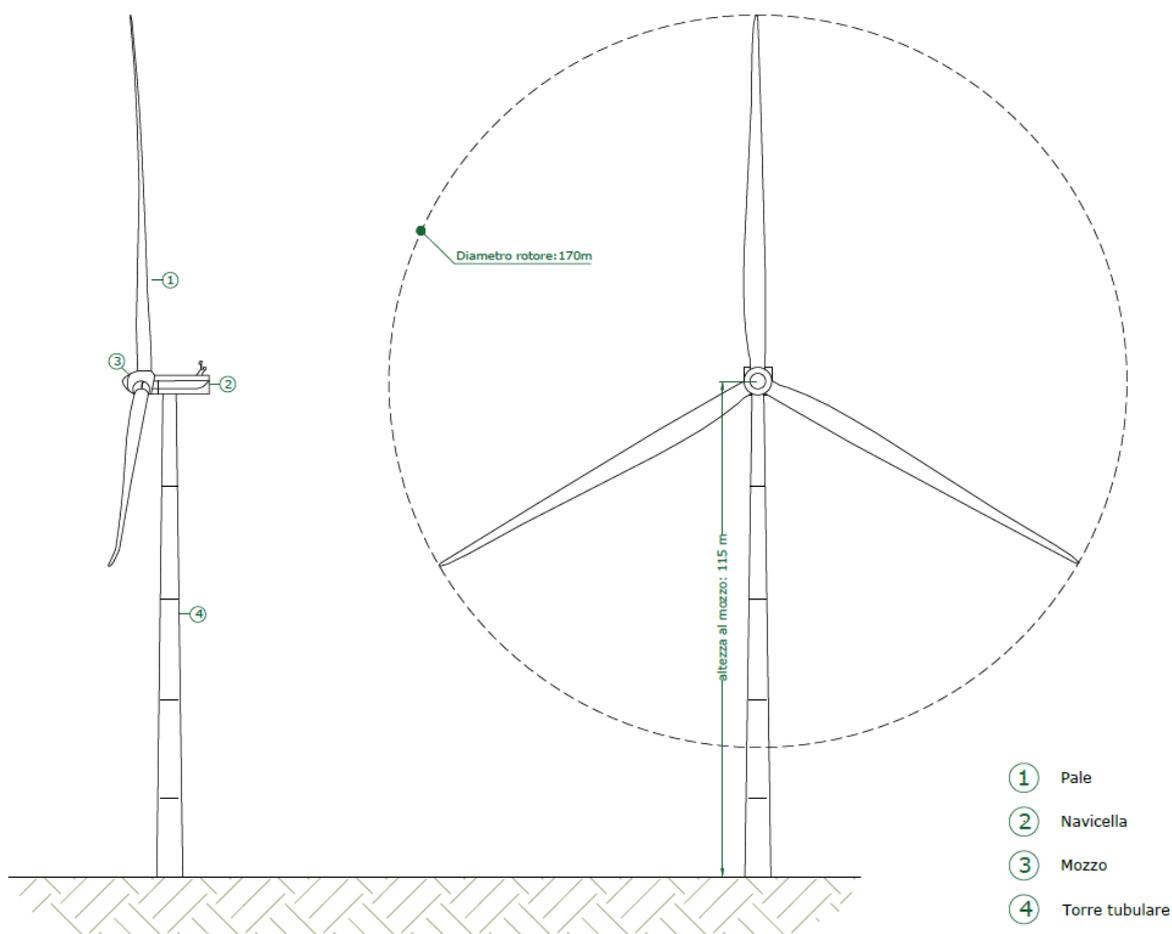
Figura 5-1 – Esempio di navicella con i suoi elementi interni

Il Proponente richiede autorizzazione per un aerogeneratore di diametro con dimensione fino a 170 m, altezza totale fino a 210 m e potenza nominale pari a 6,2 MW, riservandosi la possibilità di scelta del costruttore al termine dell'iter autorizzativo in seguito ad una gara tra i diversi produttori di aerogeneratori presenti oggi sul mercato.

Nella tabella riportata di seguito vengono indicate le più importanti caratteristiche tecniche di uno degli aerogeneratori, attualmente presenti sul mercato, appartenente alla categoria dimensionale idonea al sito di progetto, scelto come riferimento: ovvero il modello SG 6.2-170 da 6.2 MW della Siemens Gamesa.

Tabella 5-1 - Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento

Produttore		Siemens Gamesa
Modello		SG 6.2-170
Potenza	kW	6200
Velocità di avvio (cut in)	m/s	3
Velocità di arresto (cut out)	m/s	25
Velocità di rotazione nominale	rpm	8.8
Numero di pale	n°	3
Diametro del rotore	m	170
Area spazzata dal rotore	m ²	22'698
Classe	IEC	IEC IIB

**Figura 5-2 – Tipico aerogeneratore SG 6.2-170**

Il rotore è posto sopravento rispetto alla torre. Il generatore è equipaggiato con un sistema che permette di regolare l'angolo di calettamento e la coppia delle pale in funzione della velocità del vento in modo da massimizzare la potenza erogabile dall'aerogeneratore stesso e minimizzare i gli sforzi sulle pale e il livello di rumorosità. Le pale sono costruite di componenti pultrusi di fibra di vetro e carbonio, e sono fissate al mozzo utilizzando giunti in acciai speciali. L'albero di trasmissione, supportato da cuscinetti, è collegato tramite il moltiplicatore di giri al generatore, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica; questi componenti sono contenuti nella navicella, insieme ad altri elementi di minore dimensione, come il freno di sicurezza ed i refrigeratori per l'olio del generatore e l'olio del moltiplicatore di giri. La navicella è posta all'estremità della torre e collegata ad essa su un cuscinetto che consente il movimento rotatorio della navicella per l'orientamento controvento. Il cuscinetto è munito di freni per il controllo dell'imbardata. Tutte le funzioni del generatore sono controllate da un microprocessore che, sulla base delle informazioni ricevute da sensori che trasmettono la velocità e la direzione del vento, la pressione e la densità dell'aria, aziona i componenti di controllo (principalmente il motore per la rotazione della navicella, il servomotore per la variazione dell'inclinazione delle pale e i freni).

In Figura 5-3 viene riportata la curva di potenza dell'aerogeneratore, utilizzabile nel parco in esame. Tale curva descrive il valore della potenza elettrica erogata dal generatore alle singole velocità del vento.

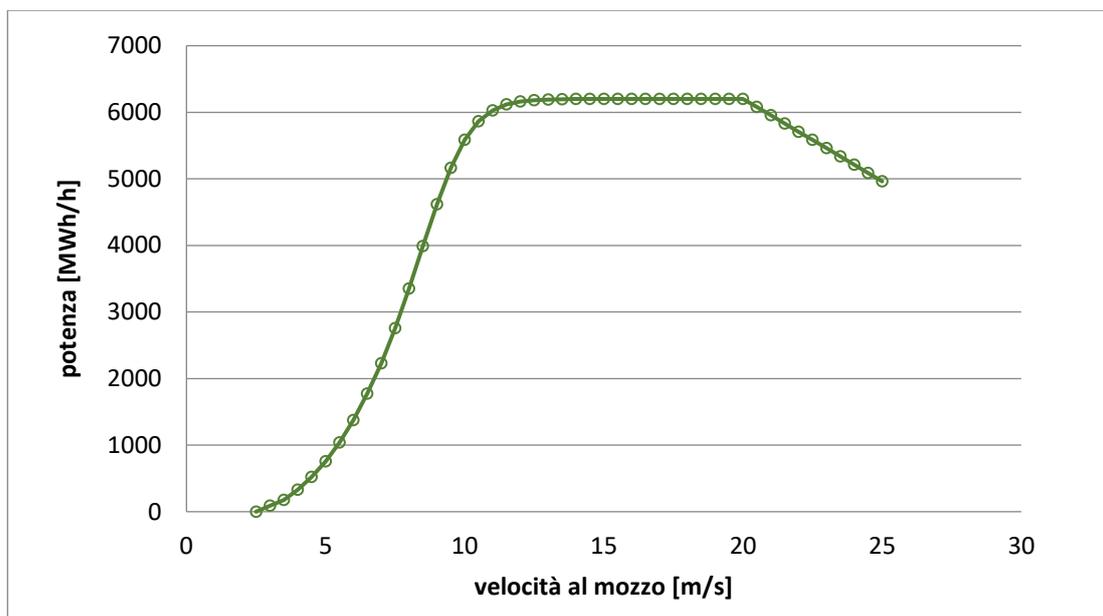


Figura 5-3 – Curva di potenza dell’aerogeneratore Siemens Gamesa SG170 6.2 MW

Nella Figura 5-4 vengono riportate e confrontate le curve di rumorosità relative alla macchina di riferimento. I valori delle emissioni sonore dell’aerogeneratore in funzione della velocità del vento sono quelli indicate nelle schede tecniche della suddetta macchina.

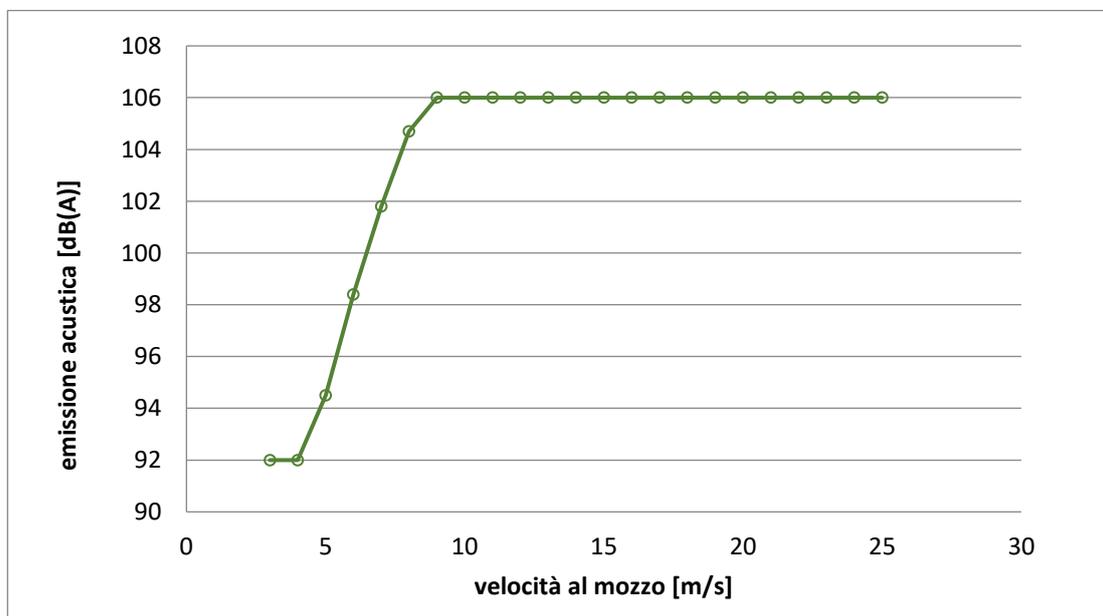


Figura 5-4 – Curva di rumore dell’aerogeneratore Siemens Gamesa SG170 6.2 MW

5.2 Sistema di controllo

Il sistema di controllo è basato su un sistema multiprocessore SCADA che, sulla base delle informazioni ricevute da sensori che trasmettono la velocità e la direzione del vento, la pressione e la densità dell'aria, gestisce automaticamente tutte le funzioni della turbina quali l'avvio, l'arresto, la produzione, la disponibilità dei sottosistemi. Tramite questo sistema è possibile il controllo a distanza degli aerogeneratori. Il sistema SCADA consentirà inoltre il monitoraggio e la gestione delle componenti installate nella SSE, con controllo locale e remoto. Ciascun aerogeneratore sarà inoltre dotato di un sistema di controllo individuale e locale. Tale sistema permette di regolare il funzionamento della turbina indipendentemente dallo SCADA. In questo modo anche in caso di danneggiamento al sistema di comunicazione, ad esempio dovuto all'interruzione di un cavo di segnale, la turbina può essere mantenuta in funzione e regolata autonomamente. I dati monitorati sono quindi momentaneamente memorizzati nello storage locale per poi essere archiviati nel database storico una volta ripristinato il sistema di comunicazione con lo SCADA. Il sistema di comunicazione è costituito da cavi in fibra ottica, posati e distribuiti per mezzo delle stesse trincee scavate per la posa dei cavi di potenza. Il quadro di controllo sarà posizionato nella sottostazione di raccolta a 36 kV di proprietà del proponente e permetterà il monitoraggio del funzionamento degli aerogeneratori e del sistema elettrico dell'impianto.

5.3 Viabilità e piazzole

Per quanto riguarda l'accesso al sito su larga scala, la strada risulta nel suo complesso interamente e agevolmente camionabile anche per il trasporto di generatori di grande taglia (multimegawatt) e delle relative parti complementari (conci di torre e pale); potrebbero tuttavia essere necessari alcuni adeguamenti temporanei in funzione delle caratteristiche richieste dai fornitori definiti in fase esecutiva.

Nella progettazione della viabilità interna al parco eolico si è cercato di massimizzare l'utilizzo delle strade esistenti, limitando le nuove opere al minimo indispensabile, in linea con quanto espresso nell'allegato 4 al DM 10/09/2010, "*Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio*".

Gli aerogeneratori saranno installati in piazzole accessibili a partire dalla nuova viabilità di accesso, con piste in terra battuta di larghezza di circa 5 m e profilo verificato con esperti trasportatori del settore, di cui il Proponente assicurerà la costruzione e la manutenzione, allo scopo di servirsene anche durante l'esercizio.

Le piste saranno realizzate in misto stabilizzato e compattato con uno strato di fondazione in pietrisco costipato. Dove necessario le strade saranno provviste di cunette laterale per lo scolo delle acque meteoriche di circa 75 cm di larghezza e saranno costituite da:

- un primo strato di fondazione costituito da pietrisco costipato e compattato;
- un secondo strato di misto granulare stabilizzato e compattato.

Le superfici necessarie per consentire lo stazionamento dell'autogrù in fase di montaggio sono costituite da piazzole adiacenti all'aerogeneratore di ampiezza compresa tra 5'500 e i 6'500 mq a seconda delle caratteristiche orografiche del punto di installazione, secondo un possibile tipico illustrato nella figura seguente, che potrà tuttavia subire modifiche in funzione del modello di aerogeneratore scelto in fase esecutiva.

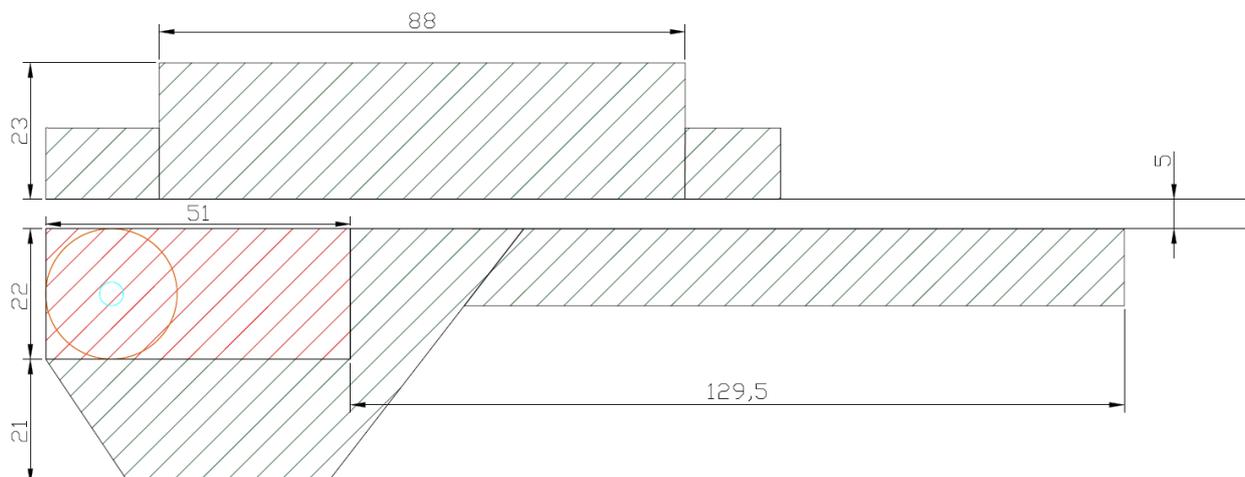


Figura 5-5 – Tipico piazzola di cantiere con quote espresse in metri.

A fine lavori i piazzali di sgombero, manovra e stoccaggio dei materiali allestiti in prossimità di ogni torre saranno ridimensionati, con materiale accantonato in loco, a quanto strettamente necessario per l'accesso di una gru per eventuali manutenzioni in quota, cioè a una superficie di circa 1'150 mq con forma come indicata in Figura 5-6.

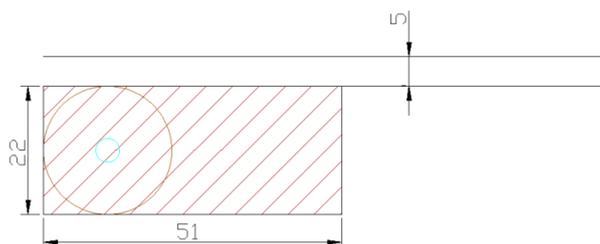


Figura 5-6 – Tipico piazzola di esercizio con quote espresse in metri.

La piazzola di esercizio al fine di garantire il corretto deflusso delle acque meteoriche e la corretta stabilità dei mezzi di montaggio avrà una pendenza compresa tra un valore minimo del 0,2% e un valore massimo dello 0,5%. Allo stesso modo le aree di deposito e montaggio segnalate in colore verde in Figura 5-5 avranno una pendenza minima dello 0,2% e una pendenza massima del 2%.

6 Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo di energia (BESS) avrà una potenza nominale complessiva di 10 MW e una capacità pari a 40 MWh. Esso sarà realizzato mediante l'impiego di batterie al litio e occuperà una superficie di circa 1'700 mq. In particolare gli accumulatori di energia consisteranno in celle elettrochimiche collegate tra loro in serie e parallelo a formare moduli di batterie. A loro volta i moduli saranno collegati in serie e parallelo in appositi armadi contenuti in container in modo da raggiungere potenza e capacità desiderati.

La funzione del BESS sarà quella di immagazzinare e rilasciare energia elettrica alternando fasi di carica e di scarica.

La configurazione finale del sistema sarà definita in fase esecutiva, a valle della scelta del fornitore. In questa fase si prevede che il sistema sia costituito da:

- n. 5 trasformatori AT/BT;
- n. 5 sistemi di conversione della corrente AC/DC di potenza 2,5 MW (PCS);
- n.10 box contenenti le batterie preassemblati di capacità 4,0 MWh ciascuno;
- sistema di gestione e controllo locale delle batterie (BMS);
- sistema di gestione e controllo integrato di impianto (SCI);
- sistema centrale di supervisione (SCCI);
- servizi ausiliari.

Ciascun container dovrà essere equipaggiato di un sistema di condizionamento, di un sistema antincendio e di rilevamento fumi.

L'area occupata dal sistema di accumulo sarà delimitata perimetralmente da una recinzione che potrà essere a rete metallica o a parete piena, di altezza minima pari a 2,5 m. Il piazzale di servizio destinato alla circolazione interna sarà pavimentato con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato. L'accesso sarà garantito dalla realizzazione di una strada brecciata che collegherà il suo ingresso con la viabilità esistente. Per consentire la realizzazione del BESS sarà predisposto uno scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione della superficie, comprendente l'area occupata. A montaggio ultimato, l'eventuale area eccedente utilizzata per il cantiere sarà ripristinata come ante operam prevedendo il riporto di terreno vegetale.

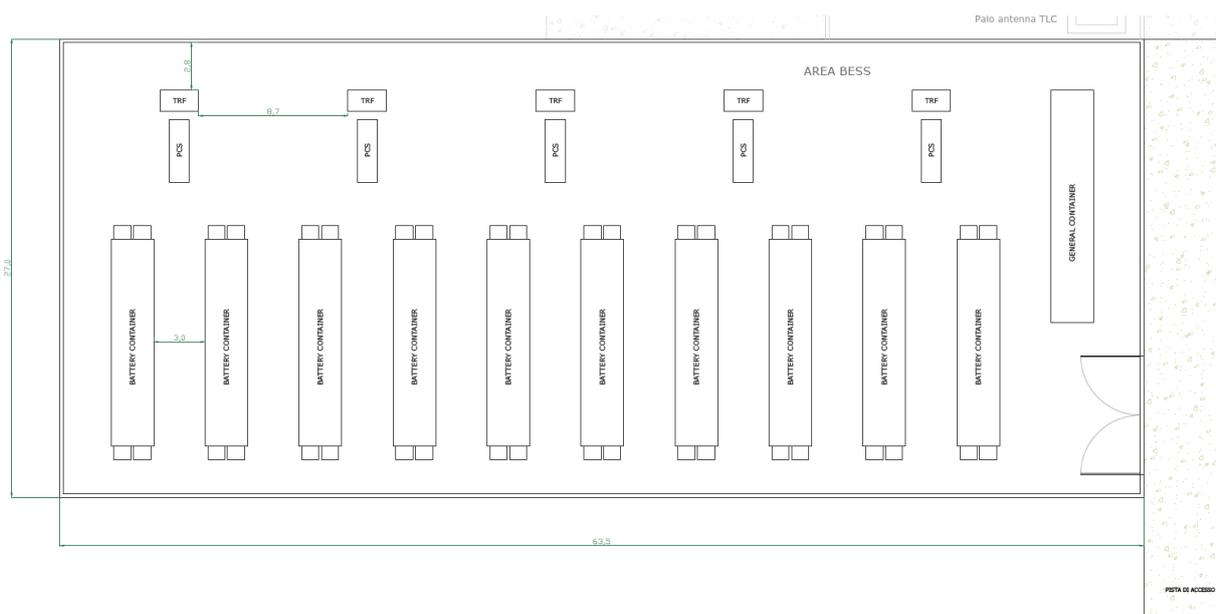


Figura 6-1 – Tipico sistema di accumulo (BESS)

7 Connessione elettrica

7.1 Elettrodotti interrati a 36kV

Gli elettrodotti interrati a 36 kV collegheranno rispettivamente:

- gli aerogeneratori del parco eolico alla SSE di raccolta a 36kV;
- il sistema di accumulo alla SSE di raccolta a 36kV;
- la SSE di raccolta allo stallo a 36kV della nuova stazione elettrica a 380/150/36 kV della RTN.

Nella seguente figura è illustrato lo schema dei collegamenti elettrici, realizzati mediante elettrodotto interrato.

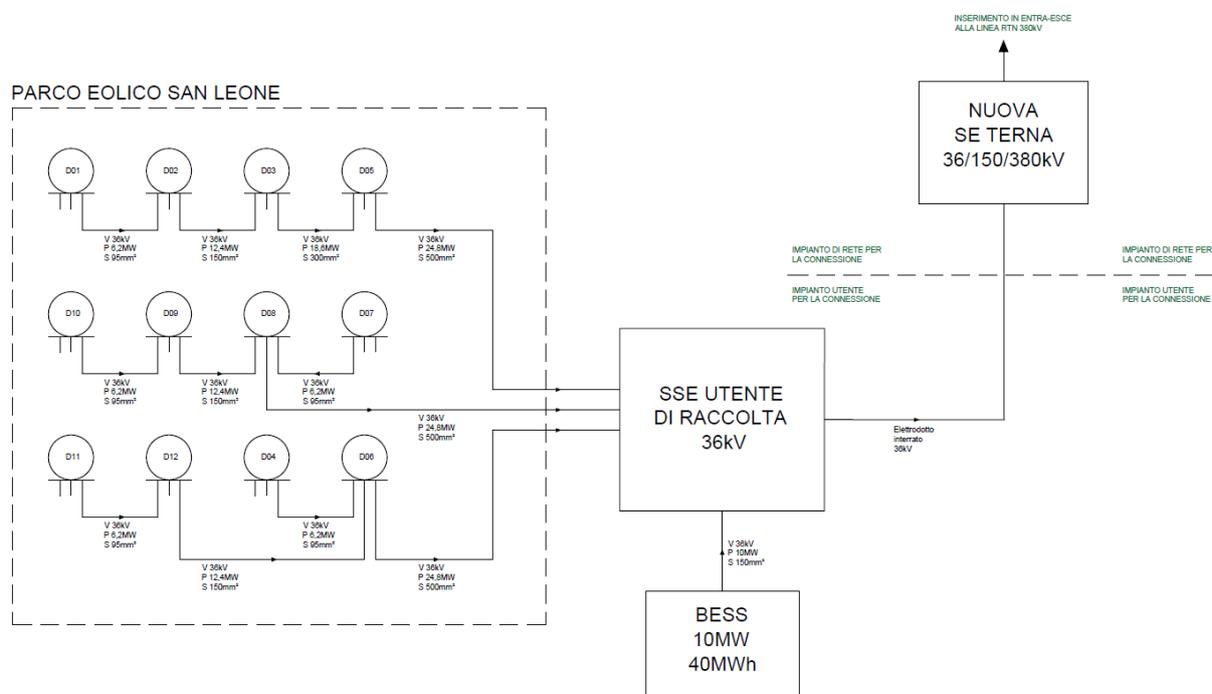


Figura 7-1 – Schema concettuale dei collegamenti elettrici

Il parco eolico sarà suddiviso in tre sottocampi formati da n. 4 aerogeneratori ciascuno connessi in modalità entra-esce.

I conduttori che collegano gli aerogeneratori D01, D02, D03, D05 (sottocampo 1) hanno lunghezza pari a 8,4 km, i conduttori di collegamento tra gli aerogeneratori D04, D06, D11, D12 (sottocampo 2) hanno lunghezza complessiva di circa 8,2 km, i conduttori di collegamento tra gli aerogeneratori D07, D08, D09, D10 (sottocampo 3) hanno una lunghezza complessiva di circa 2,6 km. In uscita da ciascuno dei tre sottocampi, il cavo di connessione permetterà di immettere l'energia elettrica prodotta in rete presso la nuova stazione elettrica della RTN a 380/150/36 kV.

L'elettrodotto interrato di connessione sarà costituito da n.3 cavi, uno in uscita da ogni sottocampo. Ciascun cavo sarà formato da una terna di conduttori, in corda di rame o alluminio isolato con guaina, di sezione 500 mmq e dal cavo di terra. Il cavo uscente dall'aerogeneratore D05 e con arrivo presso la SSE di raccolta avrà lunghezza pari a circa 2,4 km, i conduttori uscenti

dall'aerogeneratore D06 e con arrivo alla SSE di raccolta avranno lunghezza pari a 1,6 km, infine, il cavo uscente dall'aerogeneratore D08 e con arrivo alla SSE di raccolta avrà lunghezza pari a 0,3 km.

Il sistema di accumulo sarà localizzato in adiacenza della SSE di raccolta, pertanto l'elettrodotta interrato di collegamento sarà di lunghezza ridotta.

La sezione dei conduttori è preliminarmente dimensionata per garantire la portanza di corrente di progetto e per mantenere la caduta di tensione al di sotto del 4%. Considerando di utilizzare cavi di tipo unipolare o tripolare e conduttori in alluminio, isolati in XLPE, con guaina in polietilene (tipo ARE4H5E), tale obiettivo si ottiene con cavi di sezione come illustrato nella seguente tabella.

Tabella 7.1 – Caratteristiche dei conduttori degli elettrodotti interrati a 36kV

Sezione del cavo	Lunghezza [m]	Potenza [MW]	Sezione [mmq]	In [A]	Iz [A]	ΔV [%]
Sottocampo 1						2,06
D01 - D02	730	6,2	95	104,7	183,0	0,08
D02 - D03	930	12,4	150	209,3	232,3	0,17
D03 - D05	6475	18,6	300	314,0	343,9	1,27
D05 - SSE	2375	24,8	500	418,7	449,0	0,54
Sottocampo 2						1,26
D04 - D06	1200	6,2	95	104,7	183,0	0,14
D11 - D12	670	6,2	95	104,7	183,0	0,08
D12 - D06	6175	12,4	150	209,3	232,3	1,11
D06 - SSE	320	24,8	500	418,7	449,0	0,07
Sottocampo 3						0,72
D10 - D09	855	6,2	95	104,7	183,0	0,10
D09 - D08	1080	12,4	150	209,3	232,3	0,19
D07 - D08	660	6,2	95	104,7	183,0	0,07
D08 - SSE	1580	24,8	500	418,7	449,0	0,36
Sistema di accumulo						0,02
BESS - SSE	100	10	150	168,8	232,3	0,01

I cavi saranno direttamente interrati in trincee di sezione variabile compresa tra i 50 cm e 80 cm, rispettivamente per la posa da una a tre terne di conduttori in parallelo, a una profondità di scavo minima di 1,20 m, protetti inferiormente e superiormente con un letto di sabbia vagliata e compatta; la protezione superiore sarà costituita da piastre di cemento armato, o da un elemento protettivo in resina. Tale protezione sarà opportunamente segnalata con cartelli o blocchi monitori, secondo i tipici illustrati nell'elaborato grafico dedicato.

I rinterrati, dopo la posa dei cavi, saranno effettuati in parte con sabbia vagliata e in parte con terreno di riporto proveniente dagli scavi effettuati in sito.

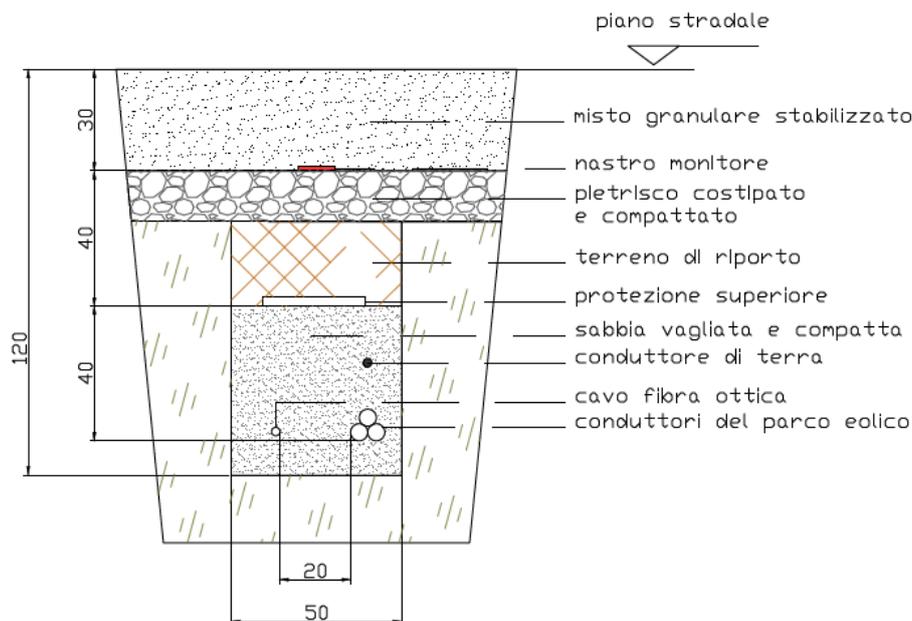


Figura 7-2 – Tipico dell'elettrodotto interrato, posa di un singolo cavo tripolare sotto strada sterrata

In eventuali punti di incrocio o parallelismi tra il cavidotto interrato e servizi o sottoservizi presenti nell'area saranno rispettate le distanze prescritte dalla normativa di riferimento, in particolare dalle norme CEI 11-17. Per maggiori dettagli riguardo a parallelismi o interferenze con servizi o sottoservizi presenti si rimanda alla relazione specialistica sulle interferenze.

Le giunzioni tra conduttori saranno realizzate mediante connettori adatti alla congiunzione di cavi in alluminio, e accessibili mediante la realizzazione di pozzetti. I pozzetti di giunzione avranno dimensione indicativa di 1.50x1.50m e saranno posizionati lungo il percorso distanziati circa 800/1000 m uno dall'altro. In ogni caso i pozzetti dovranno essere realizzati in modo tale da non recare danno alle guaine in fase di posa o estrazione dei cavi.

L'impianto di messa a terra della centrale prevede per ogni aerogeneratore una maglia in corda di rame nudo posata ad anello nello scavo di fondazione, collegata sia all'armatura del plinto di fondazione dell'aerogeneratore, sia alla torre stessa dell'aerogeneratore, nonché ai picchetti di dispersione infissi nel terreno circostante e accessibili da pozzetto. Gli aerogeneratori saranno quindi resi equipotenziali tramite un conduttore di terra, collocato all'interno dello scavo predisposto per il cavo di energia.

7.2 Sottostazione di raccolta a 36 kV

La sottostazione di raccolta a 36kV si colloca su una superficie complessiva di circa 1'200 mq e ha dimensioni pari a circa 30 m x 40 m in pianta. Essa raccoglierà le tre linee in cavo interrato a 36 kV provenienti dal parco eolico e la linea in cavo interrato a 36kV di collegamento con il sistema di accumulo; tutte le linee saranno attestate a un quadro elettrico, installato all'interno di un locale dedicato. In uscita dallo stesso quadro un'unica linea si collegherà allo stallo di protezione e comando a 36 kV che costituisce il raccordo alla nuova SE della RTN.

7.2.1 Quadri elettrici a 36 kV

Il quadro elettrico a 36kV sarà formato da almeno n.9 scomparti SF6, rispettivamente dedicati alle linee in arrivo dal parco eolico, alla linea in uscita per il collegamento alla nuova SE della RTN, al collegamento al sistema di accumulo, ai servizi ausiliari, alle celle di misura, all'eventuale rifasamento e alle eventuali reattanze shunt.

Queste ultime, le reattanze shunt, hanno la finalità di bilanciare la potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete del parco eolico. Esse risultano necessarie se la potenza reattiva scambiata tra l'impianto e la rete è superiore a 0.5 MVAR, in condizioni di fermo impianto, ovvero di potenza attiva nulla, e dovranno garantire una compensazione al punto di connessione compresa tra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta alla tensione nominale.

I quadri a 36kV avranno le seguenti caratteristiche minime:

Numero di fasi	-	3
Frequenza nominale	Hz	50
Corrente nominale sbarra	A	2500
Tensione nominale	kV	36
Tensione nominale tenuta alla frequenza di esercizio (50Hz)	kV	70
Tensione nominale tenuta ad impulso (valore di picco)	kV	170
Corrente di breve durata ammissibile	kA-s	25-3s
Corrente di picco	kA	40
Temperatura ambiente	°C	-5/+40

Nei quadri dovranno essere previsti tutti gli interblocchi necessari a prevenire ed impedire manovre errate, che possano compromettere la sicurezza del personale addetto o lo stato delle apparecchiature. La linea in uscita dalla SSE di raccolta dovrà essere provvista di un interruttore di interfaccia e dei seguenti sistemi di protezione:

- protezione di massima tensione di rete (59)
- protezione di massima tensione omopolare di rete (59N)
- protezione di minima tensione di rete (27Y)
- protezione di minima tensione di rete (27Δ)
- protezione di massima frequenza di rete (81>)
- protezione di minima frequenza di rete (81<)

Il sistema di protezione di minima tensione (27Y) dovrà essere alimentato da circuiti voltmetrici con tensioni stellate; gli altri sistemi di protezione elencati dovranno invece essere alimentati da circuiti voltmetrici con tensioni concatenate.

Ogni linea di sottocampo dovrà essere protetta mediante interruttore e sistema di protezione, che la separi dal resto dell'impianto in caso di guasto. Gli interruttori installati dovranno essere a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di corto circuito non inferiore a 25kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto non inferiore a 50 A. I sistemi di protezione minimi a ciascuna linea di sottocampo dovranno essere:

- protezione a massima corrente di fase (50/51)
- protezione a massima corrente direzionale di terra (67N).

7.2.2 Opere civili e altri impianti a servizio della SSE

L'area della SSE sarà delimitata perimetralmente da una recinzione che potrà essere a rete metallica o a parete piena, di altezza minima pari a 2,5 m. Il piazzale di servizio destinato alla circolazione interna sarà pavimentato con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato. L'accesso sarà garantito dalla realizzazione di una strada brecciata che collegherà il suo ingresso con la viabilità esistente. Per consentire la realizzazione della SSE sarà predisposto uno scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione della superficie, comprendente l'area della sottostazione e della sede stradale per l'accesso ad essa. A montaggio ultimato, l'eventuale area eccedente utilizzata per il cantiere sarà ripristinata come ante operam prevedendo il riporto di terreno vegetale.

Le fondazioni delle varie apparecchiature saranno realizzate in calcestruzzo armato. In relazione alle caratteristiche del terreno, le fondazioni potranno essere dirette a travi rovesce per il fabbricato e a plinti per le parti elettromeccaniche della sottostazione elettrica. In fase esecutiva sarà necessario effettuare opportuni accertamenti geognostici e geotecnici al fine di determinare in dettaglio la litologia e le caratteristiche geotecniche del terreno substrato, permettendo adeguata scelta e dimensionamento delle strutture di fondazione delle opere in progetto. Il dimensionamento finale delle fondazioni sia del fabbricato che delle opere elettriche avverrà in funzione dei risultati ottenuti dalle indagini geologiche/geotecniche che saranno eseguite in sito.

La rete di terra sarà realizzata all'interno dell'area della sottostazione mediante una rete magliata in corda di rame nuda, interrata ad una profondità minima di 0,70 m, cui saranno connesse tutte le parti metalliche delle strutture portanti, le reti elettrosaldate, i neutri dei trasformatori, degli interruttori e degli scaricatori. La rete di terra della SSE sarà collegata alla rete di terra del parco eolico.

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova sottostazione elettrica saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali in BT. Il gruppo elettrogeno previsto è di tipo standard aperto a 400V, 50 Hz con serbatoio di gasolio incorporato dotato di base in lamiera zincata con traversi per la movimentazione forconabili dai quattro lati. L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi. Per tali ragioni sono previste torri faro a corona mobile equipaggiate con proiettori orientabili, del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, doppio isolamento o isolamento rinforzato, grado di protezione IP65, con lampade LED da 270 W montati su pali preferibilmente in vetroresina oppure metallici con messa a terra, di altezza prevista pari a circa 7,5 m, installati su fondazione prefabbricata con pozzetto integrato. È prevista l'installazione di proiettori a parete sul fronte del fabbricato. Per l'illuminazione interna sia ordinaria che di emergenza dei locali sarà realizzato un impianto costituito da lampade fluorescenti di potenza 36 W, con installazione a soffitto. Per l'illuminazione esterna a parete si utilizzeranno apparecchi stagni fino a 150 W, alcuni dei quali dotati di accensione automatica mediante fotocellula. Tutti i locali utente dovranno essere dotati di impianto di FM costituito da prese di corrente bivalenti 10/16 A, e da quadretti prese dotati di prese bipolari e tripolari fino a 25 A. Apparecchiature di aerazione forzata e condizionamento saranno alimentate da linee dedicate, derivate dal quadro generale BT. Il fabbricato sarà protetto dall'ingresso di non autorizzati tramite un sistema di antintrusione, conforme alla CEI 79-2. L'area

utente potrà, inoltre, essere dotata di impianto di videosorveglianza, con funzione di video analisi e trasmissione allarme con immagini in modo da integrare le due funzioni in un unico sistema.

8 Fase di cantiere

Nella fase di cantiere si prevede di trasportare i materiali del parco eolico sfruttando la viabilità esistente che collega il porto di Crotona con il sito di progetto, passando per:

- SS106, strada statale ionica;
- SS107bis strada statale silana-crotonese;
- rete di strade comunali e di strade vicinali che collegano i terreni interessati dal parco eolico alle strade sopraindicate.

Per quanto riguarda l'accesso alle piazzole di cantiere, in linea con quanto espresso nell'allegato 4 al DM 10/09/2010, "*Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio*", si è cercato di riprendere il più possibile tracciati già esistenti.

In fase di cantiere potrà essere necessario adattare temporaneamente la viabilità interna al parco eolico (curve) per permettere le manovre degli autoarticolati che trasportano le componenti più lunghe. Tale adattamento consiste nell'allargare il raggio di curvatura delle curve più strette, tramite la pulizia delle aree annesso alle strade da cespugli, arbusti e rami sporgenti.

Durante la fase di cantiere si cercherà di programmare il transito dei mezzi pesanti lungo la viabilità di cantiere al di fuori delle ore di punta.

Gli scavi relativi alla posa del cavidotto saranno effettuati per una sezione di 50 cm per e 80 cm, rispettivamente per la posa di un singolo conduttore, due o tre linee elettriche parallele e fino a circa 1,2 m dal piano campagna. Successivamente alla posa dei cavi i rinterrati saranno effettuati in parte con sabbia vagliata e compattata e in parte con terreno di riporto. Nel caso di materiale in eccesso non riutilizzabile in sito, questo sarà gestito come rifiuto ai sensi della parte IV del D.lgs.152/2006, quindi trasportato alla discarica autorizzata più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Si stima che la realizzazione di nuove strade interesserà superfici di circa 64'200 mq, l'adattamento della viabilità esistente circa 10'400 mq e la realizzazione delle piazzole di esercizio 13'800 mq, alle quali solo per la fase di cantiere andranno sommati altri 76'300 mq circa. Quanto alle terre e rocce da scavo si stima un volume complessivo di scavo, pari a circa 252'900 mc e un volume di materiale riutilizzabile in sito pari a circa 208'900 mc.

Per la costruzione delle piste di accesso, in relazione alla natura del terreno, si valuterà se procedere o meno allo scotico per i primi 40-50 cm; in tal caso si accantonerà separatamente il materiale di risulta perché non venga mescolato con quello dello scavo, nei casi in cui, al termine dei lavori, si intenda ricoprire la totalità o parte della pista, per accelerare il ripristino agricolo e comunque il recupero ambientale.

Le piazzole di cantiere saranno di dimensione idonea a consentire il temporaneo stoccaggio delle componenti da installare in sito e ad ospitare i mezzi di cantiere (escavatore, autobetoniera, gru di montaggio..). Nel momento in cui saranno realizzati gli spianamenti, aperte le strade o gli accessi, oppure durante l'escavazione per la cementazione delle fondazioni degli aerogeneratori, si procederà ad asportare e preservare lo strato di suolo fertile (ove presente).

Il terreno ottenuto verrà stoccato in cumuli non superiori a 2 m, al fine di evitare la perdita delle sue proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni. Tale terreno sarà successivamente utilizzato come strato superficiale di riempimento dello scavo di fondazione, di copertura delle piazzole delle condutture, così come nel recupero delle aree occupate temporaneamente durante i lavori, e degli accumuli di inerti. I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di terrapieni, scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio ecc. Non saranno create quantità di detriti incontrollate, né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Nel caso rimanessero resti inutilizzati, questi verranno trasportati al di fuori della zona, alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Non è prevista la caduta di materiale lungo i versanti in fase di cantierizzazione. Qualora opportuno, verranno effettuate verifiche di stabilità per evitare di ingenerare instabilità dei pendii.

In caso di scorrimento o ristagno d'acqua sulle piste, si provvederà in via prioritaria al suo convogliamento verso gli impluvi naturali. In sede di progetto esecutivo, verranno effettuate ulteriori analisi, anche in conformità alla normativa regionale vigente, che permettano di prendere provvedimenti adeguati a una corretta conservazione del suolo.

I piazzali di sgombero, manovra e stoccaggio dei materiali allestiti in prossimità di ogni torre, saranno, a fine lavori, ridimensionati, con materiale accantonato in loco, a quanto strettamente necessario per l'accesso di una gru per eventuali manutenzioni in quota, cioè ad una superficie di circa 1'150 mq.

A fine lavori tutte le opere temporanee e le aree di cantiere saranno ripristinate allo stato ante operam; si prevedono opere di piantumazione e/o semina prediligendo le specie vegetali autoctone, al fine di rendere minimo l'impatto sugli ecosistemi locali.

La planimetria di cantiere è riportata in una tavola specifica (Planimetria di cantiere).

9 Fase di esercizio

Una volta terminata la fase di cantiere, l'entrata in esercizio del parco eolico sarà subordinata al superamento dei test ed ispezioni atte a verificare il corretto funzionamento delle apparecchiature e sistemi installati, nonché la conformità delle opere a quanto previsto dal progetto e dagli standard di riferimento.

In fase di esercizio l'impianto sarà gestito dal fornitore degli aerogeneratori con un contratto di operazione e manutenzione (O&M) stipulato dal proponente. Pertanto il sistema di gestione sarà definito dal fornitore. Gli obiettivi fondamentali dell'organizzazione della manutenzione dell'impianto possono essere considerati i seguenti:

- Conservare il patrimonio per l'intera vita utile
- Garantire la sicurezza delle persone e la tutela ambientale
- Minimizzare i costi di gestione complessivi

Le attività di manutenzione verranno definite nel dettaglio dal costruttore in sede di approvvigionamento per il progetto esecutivo; nel seguito si riassumono le principali che ci si attende saranno incluse in tutti i programmi di manutenzione proposti.

La manutenzione preventiva leggera verrà eseguita mensilmente, mentre le principali operazioni avranno luogo 2 volte l'anno e comprenderanno almeno:

- ispezione di cuscinetti ed ingranaggi
- verifica ed eventuale cambio olio motoriduttore,
- verifica della tensione dei bulloni e controllo dell'inclinazione delle pale sul mozzo,
- pulizia del generatore, cambio delle parti soggette ad attriti.

La manutenzione predittiva si avvarrà dello SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) che permetterà di conoscere in tempo reale l'evoluzione dei principali parametri di controllo, tra cui, p.es. le vibrazioni, che possono dare indicazioni sulla necessità di manutenzione di organi rotanti. Inoltre il prelievo di campioni dalle parti lubrificate ed ingrassate durante le manutenzioni preventive permetterà di rilevare con analisi chimico-fisiche, eventuali degradazioni e ricercarne l'origine in parti meccaniche od elettriche da sorvegliare o sottoporre a manutenzione.

Per maggiori dettagli sulla gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda all'elaborato specifico (piano di manutenzione e gestione dell'impianto).

10 Fase di dismissione

Il piano di dismissione è illustrato con dettaglio nel documento dedicato (piano di dismissione).

Il tempo previsto per la completa rimozione dell'impianto e per il ripristino dei luoghi è di circa 6 mesi dal distacco dell'impianto dalla linea elettrica e tutte le operazioni di dismissione saranno sviluppate nel rispetto delle normative vigenti alla data della dismissione.

Per la rimozione dei materiali e delle attrezzature costituenti il parco eolico, si provvederà come prima cosa al distacco dell'impianto dalla rete elettrica da parte di operatori specializzati.

Si procederà poi allo smontaggio degli aerogeneratori: i materiali e le apparecchiature riutilizzabili verranno allontanati e depositati in magazzini, mentre quelli non riutilizzabili verranno conferiti agli impianti di smaltimento, recupero o trattamento secondo la normativa vigente.

Si proseguirà con la demolizione delle strade di accesso di nuova costruzione e dei cavidotti interrati e con il ripristino delle piazzole e delle strade esistenti alle condizioni ante-operam.

Le opere interrate verranno completamente rimosse e si provvederà all'annegamento della struttura di fondazione in calcestruzzo sotto il profilo del suolo, per almeno 1 m, e, dove necessario, al rimodellamento del terreno e al ripristino della vegetazione.

In ultimo, si provvederà a demolire la sottostazione elettrica di raccolta e le relative componenti elettriche e allestimenti elettromeccanici. Alla fine delle attività di dismissione delle componenti si procederà con i ripristini dei suoli alle condizioni ante-operam.

In particolare, si prevede il rinterro degli scavi di fondazione, con utilizzo di materiale compatibile con la stratigrafia originale del sito, indagata precedentemente alla costruzione del parco eolico tramite opportune indagini geologiche. In superficie verrà distribuito terreno vegetale, che assicurerà la rinaturalizzazione dei terreni. Per quanto riguarda il ripristino delle aree interessate da piazzole e da viabilità, i riempimenti saranno di minore entità e costituiti da solo terreno vegetale, dati i ridotti spessori. Dopo la posa di terreno vegetale si procederà a eventuale semina e/o piantumazione di specie vegetali autoctone.

La rimozione dei materiali, macchinari e attrezzature costituenti l'impianto verranno ove possibile conservati per il riutilizzo (per esempio i cavi elettrici) oppure portati a smaltimento e/o recupero in discarica.

11 Ricadute sociali, economiche e occupazionali

11.1 Transizione verso l'utilizzo di fonti rinnovabili

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas e verso l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali, mediante l'economia circolare.

Per questo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) intende:

- accelerare il percorso verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- promuovere l'autoconsumo e le comunità dell'energia rinnovabile;
- trasformare il sistema energetico ed elettrico da centralizzato a distribuito, basato sulle fonti rinnovabili;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali;
- promuovere l'efficienza energetica;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, per migliorare la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- promuovere le attività di ricerca e innovazione, comprese quelle per l'accumulo dell'energia rinnovabile;
- ridurre gli impatti negativi della transizione energetica sul consumo di suolo e sull'integrità del paesaggio.
- Si prevede che saranno infine adottate politiche e misure orizzontali intersettoriali quali:
 - una attenta governance del Piano coinvolgendo diversi ministeri, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, il mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori;
 - la semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio;
 - l'aggiornamento e, se necessario, la riforma dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, per renderli funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
 - la promozione delle attività di ricerca;
 - la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, in ipotesi, la carbon tax).

Il PNIEC fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Stabilisce inoltre target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia, come si vede in Tabella 11.1, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra.

Tabella 11.1 – Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 (*Fonte PNIEC)

	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%	

Il grafico seguente riporta le traiettorie evolutive dei consumi e della relativa quota da fonti rinnovabili fino al 2030. Si può notare la rilevante accelerazione attesa a partire dal 2020, in accordo con il dispiegarsi delle politiche previste, per poter raggiungere gli ambiziosi obiettivi prefissati dal PNIEC al 2030.

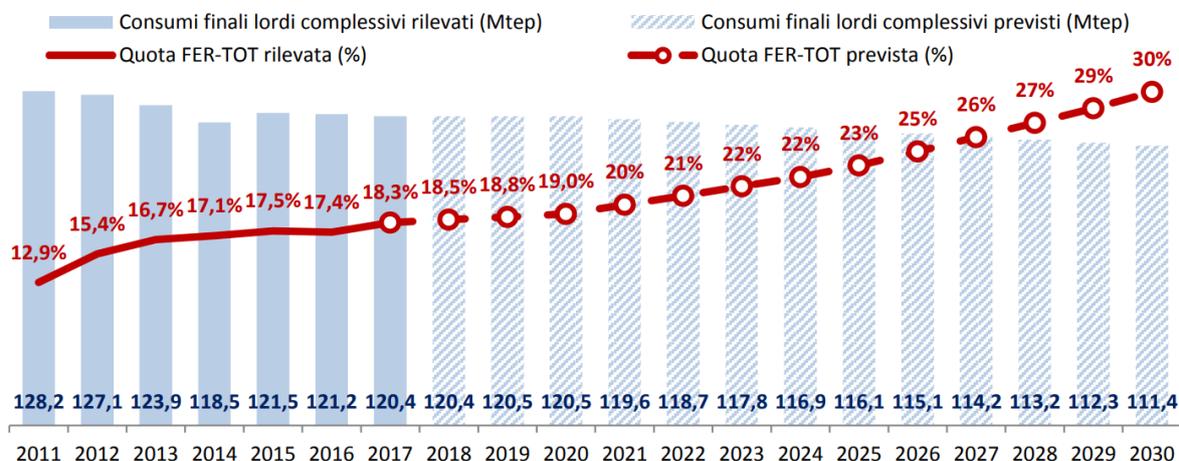


Figura 11-1 - Traiettorie evolutive dei consumi e della relativa quota da fonti rinnovabili fino al 2030 (Mtep) (*Fonte PNIEC)

Un contributo significativo delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà i 187 TWh di generazione (contro i 113 TWh del 2017), con una potenza installata di 93 GW (+ 40 GW rispetto al 2017), soprattutto grazie alle tecnologie più diffuse e notoriamente più affidabili quali eolico e fotovoltaico.

L'implementazione e i nuovi impianti sfruttando queste tecnologie permetteranno al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi (contro i 34,1% del 2017).

Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala combinate con un migliore allineamento della domanda di energia eolica e di quella elettrica consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale.

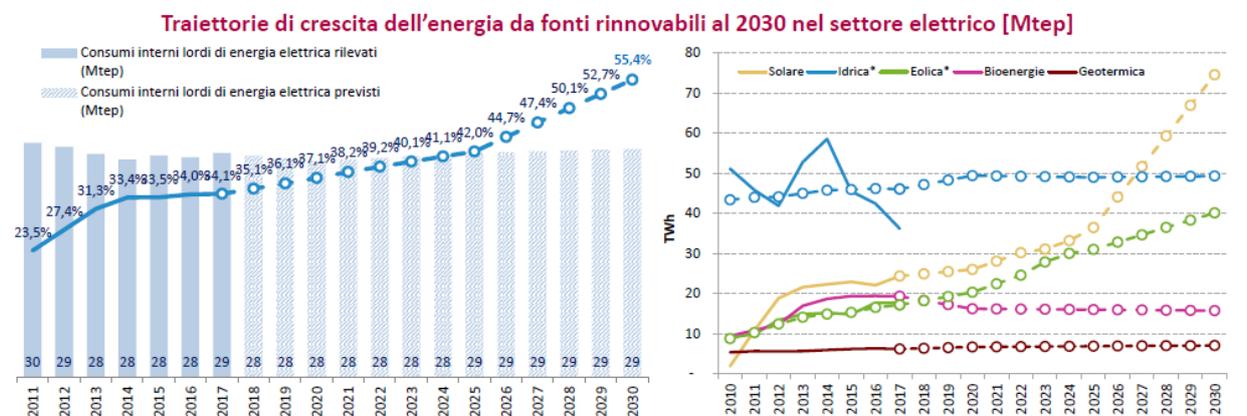


Figura 11-2 - Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore elettrico (Mtep) (*Fonte GSE)

Dalle traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030, riportate nei grafici precedenti, si nota come il maggior incremento di produzione sia previsto, come già citato, dalla fonte solare (+30 GW rispetto al 2017), seguito dalla fonte eolica (+8 GW rispetto al 2017).

Si comprende facilmente quindi come questa iniziativa rientri nel quadro di interesse nazionale ed europeo.

11.2 Benefici ambientali

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta un indubbio beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Considerando un fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a 0,187 TEP/MWh (fonte ARERA), il progetto in esame permette di risparmiare almeno 32'000 TEP ogni anno di esercizio, per un totale di 960'000 TEP su 30 anni di vita del progetto.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero (Ispra, 2020).

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO₂ parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO₂.

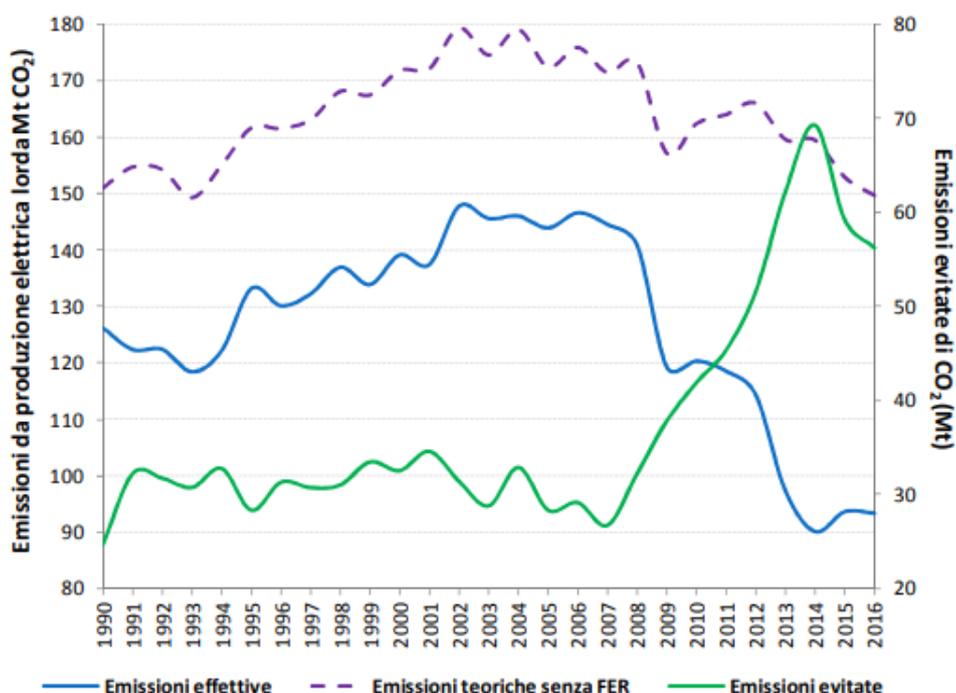


Figura 11-3 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili. (*Fonte Ispra)

Considerando l'impatto delle fonti rinnovabili registrato in passato, diventa utile osservare l'andamento delle emissioni evitate a partire dall'anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l'emissione di 28,3 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 11.2 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili rispetto al 2005

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,0	23,3	33,9	40,9	30,8	27,5

Considerando un fattore di emissione della produzione elettrica nazionale (gCO₂/kWh), riferiti alla produzione termoelettrica lorda solo fossile di 493,8 gCO₂/kWh (riferito all'anno 2018, Ispra 2020),

il progetto in esame permetterebbe di evitare l'emissione in atmosfera di 84'700 tonnellate CO₂ ogni anno, per un totale di 2'540'000 ton su 30 anni di vita del progetto.

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri contaminanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Al fine del presente studio vengono comunque trascurati, avendo un'incidenza dello 0,4% e 0,7% rispettivamente sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore.

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di contaminanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali contaminanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Tabella 11.3 – Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (fonte ISPRA)

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016
	mg/kWh*			
Ossidi di azoto - NO _x	368,2	288,1	253,1	237,6
Ossidi di zolfo - SO _x	524,7	222,5	95,4	71,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	51,6	71,0	78,3	82,7
Monossido di carbonio - CO	106,2	98,1	94,0	95,7
Ammoniaca - NH ₃	0,6	0,5	0,6	0,5
Materiale particolato - PM ₁₀	16,9	9,6	6,0	5,7

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Considerando i fattori di emissioni specifici per una generazione termoelettrica, ipotizzati cautelativamente pari ai fattori di emissione emessi dal settore elettrico nel 2005, quando l'introduzione delle fonti rinnovabili era ancora contenuta, il progetto in esame permetterebbe di evitare l'emissione in atmosfera di:

Tabella 11.4 – Emissioni evitate a MWh prodotto dal parco eolico, in un anno di esercizio e nella vita utile (30 anni)

	Emissioni specifiche	Emissioni annue	Emissioni in 30 anni
	Kg/MWh	tonnellate/anno	Migliaia di tonnellate
Anidride carbonica	493,80	84700	2'540
Ossidi di azoto	0,37	63	1,9
Ossidi di zolfo	0,52	90	2,7
COVNM	0,05	8,9	0,3
Monossido di carbonio	0,11	18	0,5
Particolato (PM ₁₀)	0,02	2,9	0,1

11.3 Ricadute occupazionali

Le ricadute occupazionali di un impianto di generazione di energia elettrica rinnovabile possono essere classificate come segue:

- Creazione di valore aggiunto

Il valore aggiunto è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali.

E' la risultante dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliari impiegate e servizi forniti da altre unità produttive).

- Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di Unità di lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi.

- Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di Unità di lavoro indirettamente correlate alla produzione di un bene o servizio e includono le unità di lavoro nei settori "fornitori" della filiera sia a valle che a monte.

- Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce alle Unità di lavoro impiegate per tutta la durata del ciclo di vita del bene.

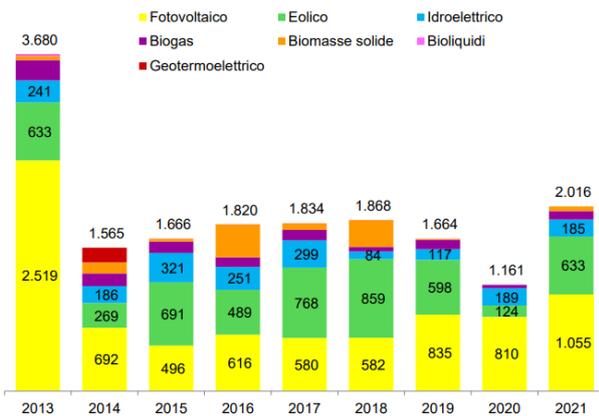
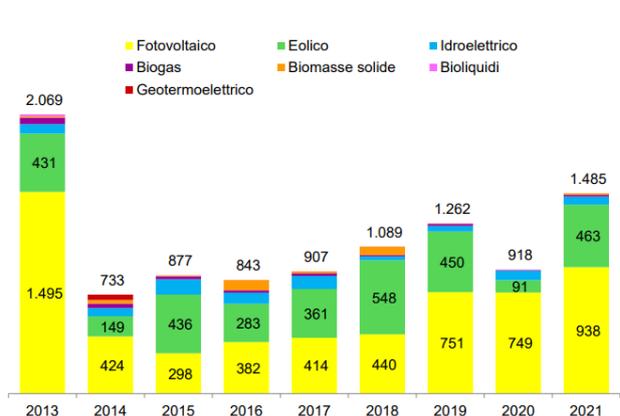
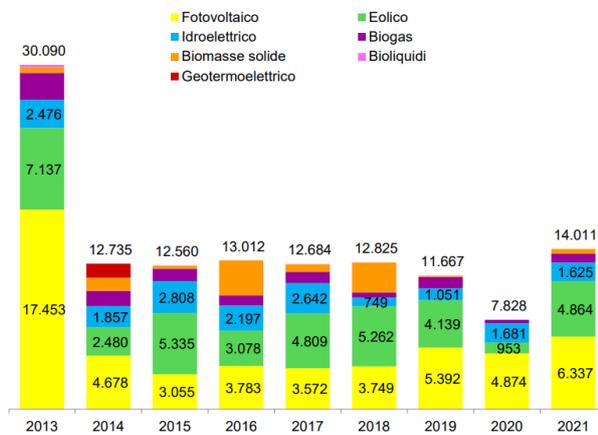
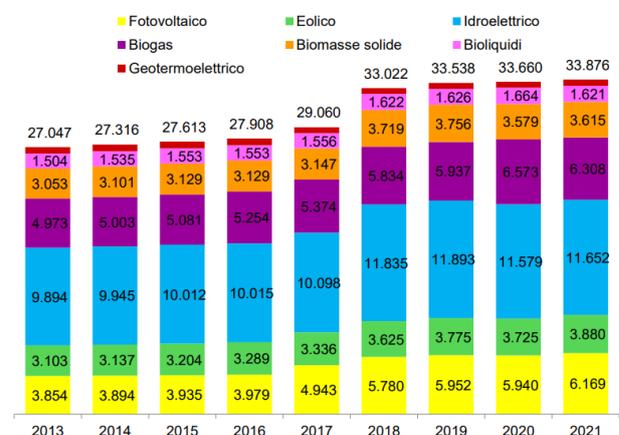
- Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica le Unità di lavoro nelle attività di realizzazione di un certo bene, che, rispetto all'intero ciclo di vita del bene, hanno una durata limitata.

In merito alla valutazione quantitativa delle ricadute economiche ed occupazionali sopra descritte, ci si può riferire a un interessante studio pubblicato da GSE nel giugno del 2019 "I risvolti occupazionali della transizione energetica", nel 2016 "Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER" e nel 2022 "Monitoraggio degli impatti economici e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica". Infatti, il D.lgs. 28/2011 prima e poi il D.lgs. 199/2021 attribuiscono al GSE: *il compito di monitorare gli investimenti, le ricadute industriali, economiche, sociali, occupazionali, dello sviluppo del sistema energetico*; a tal fine è stata individuata una metodologia che consente di monitorare gli impatti nel tempo, con il medesimo approccio, in modo replicabile. Il modello sviluppato da GSE si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali (analisi input-output) che permettono di stimare gli impatti economici e occupazionali dovuti alla variazione della domanda finale in un certo settore in un dato anno. I costi degli investimenti e delle spese di esercizio e di manutenzione sono basati su dati statistici e tecnico-economici elaborati da GSE. Le ricadute occupazionali stimate mediante la metodologia input-output non valutano il numero di addetti, ma sono espresse in termini di Unità di Lavoro (ULA), ove una ULA indica la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.

Secondo le analisi del GSE, al loro picco nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette). Dal 2014 al 2019 il trend delle nuove installazioni, che hanno interessato in primis i settori eolico e fotovoltaico, si è mantenuto intorno a una media di circa 950 MW all'anno corrispondenti ad investimenti mediamente intorno a 1,7

miliardi di euro l'anno. Le ricadute occupazionali temporanee dirette e indirette (occupati legati alla costruzione e installazione dei nuovi impianti) riflettono l'andamento degli investimenti. Nel 2021 si stimano circa 14 mila ULA dirette e indirette. Gli occupati permanenti diretti e indiretti (legati alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti) hanno mostrato un incremento di circa 7.000 ULA dirette e indirette tra il 2013 e il 2021, a seguito della progressiva diffusione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER.

Stima degli investimenti in rinnovabili nel settore elettrico nel periodo 2013 – 2021* (milioni di euro)

Nuova potenza installata in rinnovabili nel settore elettrico nel periodo 2013 – 2021 (MW)

Stima delle Unità di Lavoro (ULA) temporanee nel settore della produzione di energia elettrica da FER dal 2013 al 2021*

Stima delle Unità di Lavoro (ULA) permanenti nel settore della produzione di energia elettrica da FER dal 2013 al 2021*

Figura 11-4 – Andamento degli investimenti, della potenza installata e delle ULA nel settore della produzione di energia elettrica da FER nel periodo 2013 - 2021 (fonte GSE)

Dallo studio "Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER" del GSE del 2016 viene stimato un rapporto di 17 ULA/MW relativo alla fase di costruzione e un rapporto di 0,4 ULA/MW relativo alla fase di manutenzione.

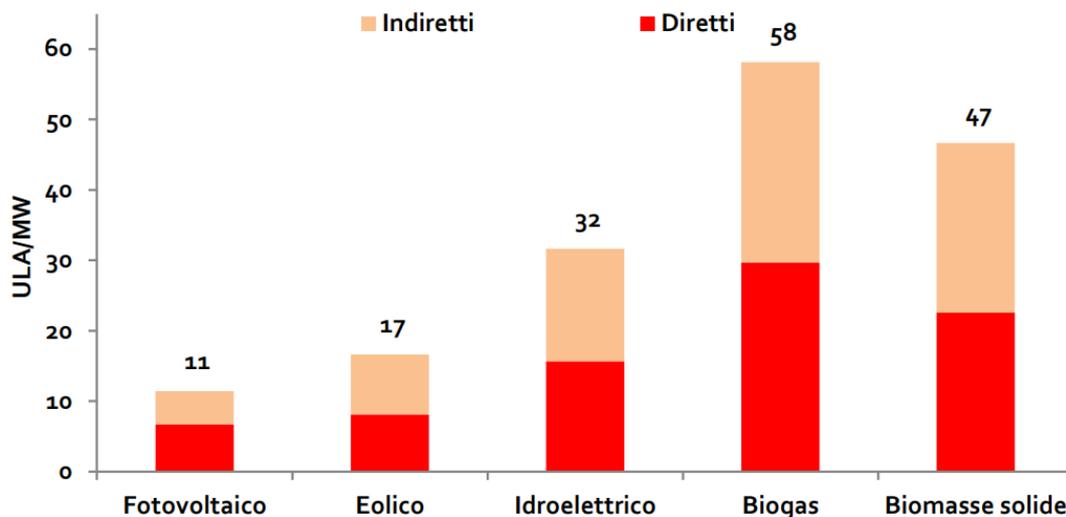


Figura 11-5 - ULA/MW temporanee nel 2016 nella fase di costruzione per diverse fonti rinnovabili (fonte GSE)

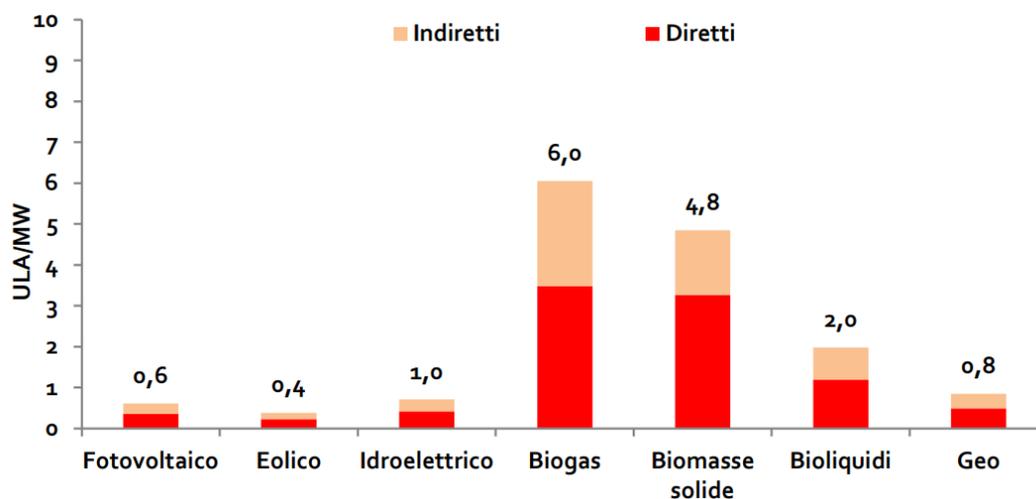


Figura 11-6 - ULA/MW permanenti nel 2016 nella fase di manutenzione per diverse fonti rinnovabili (fonte GSE)

Riferendosi a quanto riportato in precedenza, si può stimare un impatto socio-economico positivo dell'iniziativa, sia in termini di impiego di personale per la costruzione e la conduzione dell'impianto, che per le ricadute economiche per la comunità locale.

Per la costruzione e la manutenzione dell'impianto si privilegerà, infatti, l'impiego di risorse locali favorendone lo sviluppo e dando maggior impulso all'economia del territorio. Inoltre, anche per la fase di sviluppo e progettazione ci si avvale in buona percentuale di professionisti locali.

In analogia con i dati sopra esposti, considerando un impianto di 74,4 MW, si può stimare per l'impianto in oggetto la creazione delle seguenti Unità Lavorative Annue:

Per il progetto in esame si stimano quindi la creazione di 1265 ULA temporanee (fase di realizzazione).

ULA temporanee in fase di realizzazione = 1265

ULA permanenti in fase di esercizio = 30

Inoltre, fin dalle prime fasi del progetto, ci si è avvalsi del supporto e dei servizi professionali di risorse qualificate locali, che indubbiamente costituiscono una risorsa in termini logistici e di assoluta conoscenza del territorio in cui il progetto si inserisce.

11.4 Ricadute socio-economiche

Oltre alle ricadute occupazionali, già trattate nel paragrafo che precede, è opportuno valutare anche il beneficio socio-economico del progetto sulle realtà locali in cui si inserisce.

Fermo restando che, ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle linee guida di cui al DM 10.09.10, per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi.

Il Proponente promuoverà un dialogo con le Amministrazioni, gli enti e le associazioni locali interessate dalle opere di progetto, con lo scopo primario di identificare misure per favorire l'inserimento del progetto nel territorio, creando le basi per importanti sinergie con le comunità locali. Le eventuali misure compensative verranno definite in sede di Autorizzazione Unica nel rispetto dell'Allegato 2 "Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative" del D.M. 10.09.2010.

Infine, è importante valutare l'indotto economico e sociale derivante dalla presenza stessa dell'impianto sul territorio, in termini di opportunità di formazione e di sviluppo locale. Infatti, l'impegno del Proponente è quello di offrire occupazione - temporanea, come per i lavoratori addetti alla costruzione dell'impianto, o permanente, come per le attività di manutenzione – ed associare i partner commerciali nella creazione di queste opportunità lavorative anche al fine di promuovere la creazione di nuove professionalità e competenze a livello locale, sostenendo quelle persone che vogliono sviluppare competenze tecniche nel settore delle energie rinnovabili. A tal fine, il Proponente istituirà un programma di borse di studio a livello nazionale/regionale per studenti che vivono nei territori intorno ai propri impianti e che desiderano diventare tecnici specializzati nel settore eolico. La borsa fornisce supporto finanziario per coprire i costi di trasporto, e/o il materiale didattico, eventuali attrezzature o altro.

Inoltre, si impegna a colmare il divario tra offerta e domanda di lavoro incoraggiando i propri partner tecnologici ad incontrare le comunità locali per presentare le loro attività e organizzare colloqui professionali con i propri fornitori. Il Proponente ricorre alla fornitura locale quando le imprese locali sono in grado di rispondere alle richieste di beni e servizi secondo gli standard tecnici, di qualità e sicurezza del gruppo, sia nella costruzione come negli appalti per l'esercizio e manutenzione degli impianti coinvolgendo anche i propri appaltatori.

Per i propri progetti il Proponente supporta la realizzazione dei progetti delle comunità locali, creando fondi che vengono dati in gestione a un'associazione locale priva di scopo di lucro partecipata e gestita dai membri della comunità, propone di stabilire partenariati locali per il finanziamento dei propri impianti ed offre a coloro che abitano intorno all'impianto la possibilità di finanziare la sua costruzione, riconoscendo un interesse vantaggioso sul prestito ricevuto per tutta la durata della vita attiva dell'impianto, attraverso una piattaforma di *crowdfunding*.