

IMPIANTO EOLICO “CASONI DI ROMAGNA”
COMUNI DI MONTERENZIO E CASTEL DEL RIO
PROVINCIA DI BOLOGNA – REGIONE EMILIA-ROMAGNA
PROGETTO A CORREDO
DELLO STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE

RELAZIONE GENERALE DESCRITTIVA DEL PROGETTO

Sommario

OBIETTIVI di questa Relazione Generale Descrittiva del Progetto	4
1. IL CONTESTO	5
PREMESSA	5
IL CONTESTO: I Cambiamenti Climatici	5
Contro il cambiamento climatico: le politiche europee e gli obiettivi al 2030	8
Contro il cambiamento climatico: le politiche nazionali	9
Contro il cambiamento climatico: le politiche della Regione Emilia-Romagna	12
Contro il cambiamento climatico: dalle fonti energetiche rinnovabili alla transizione energetica	13
Le opportunità del Repowering dei parchi eolici italiani	15
Il quadro legislativo di riferimento	18
IL PROPONENTE del Progetto: Agsm Aim Power S.r.l. – Gruppo Agsm Aim S.p.A.	20
2. IL SITO	25
IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Anemologiche	25
IL SITO di Casoni di Romagna: Caratteristiche Ambientali	26
IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Orografiche	28
IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Geologiche e Geotecniche (cenni)	28
IL SITO di Casoni di Romagna: accessibilità	29
3. L'IMPIANTO ESISTENTE	30
L'IMPIANTO ESISTENTE: Il Lay-Out	30
L'IMPIANTO ESISTENTE: Gli Aerogeneratori installati	32
L'IMPIANTO ESISTENTE: La Producibilità	32
L'IMPIANTO ESISTENTE: Le Opere civili in sito	34
L'IMPIANTO ESISTENTE: La rete elettrica di connessione e sottostazione di connessione alla RTN	36
L'IMPIANTO ESISTENTE: Convenzioni con i Comuni di Monterenzio e Castel del Rio	37
4. IL PROGETTO DI REPOWERING: LE SCELTE PROGETTUALI PRINCIPALI	38
PREMESSE E OBIETTIVI: il bilanciamento degli interessi, driver di progetto	38
SCELTA PROGETTUALE: I criteri normativi	39
SCELTA PROGETTUALE: la taglia e il numero degli Aerogeneratori	42
SCELTA PROGETTUALE: l'Aerogeneratore di progetto	43
SCELTA PROGETTUALE: l'Area di Impianto, il lay-out degli Aerogeneratori	44

SCELTA PROGETTUALE: Ottimizzazione della progettazione di piste e piazzole, riutilizzo delle opere esistenti e nuove opere	46
SCELTA PROGETTUALE: Dimensionamento e tipologia Fondazioni	48
SCELTA PROGETTUALE: Opere di sostegno e verifiche stabilità pendii	51
SCELTA PROGETTUALE: Strada di Accesso al sito	52
SCELTA PROGETTUALE: il punto di connessione alla Rete Trasmissione Nazionale	54
SCELTA PROGETTUALE: Le linee elettriche di connessione e fibra ottica	54
5. PROGETTO DI REPOWERING: DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE DI PROGETTO	55
IL PROGETTO IN SINTESI: gli Aerogeneratori ed il Lay-Out	57
IL PROGETTO IN SINTESI: la Producibilità	61
IL PROGETTO IN SINTESI: le Opere Civili in Sito, le piste di Sito e di Accesso	62
IL PROGETTO IN SINTESI: la Rete Elettrica di connessione	77
IL PROGETTO IN SINTESI: Impianto di Utenza e Impianto di Rete per la connessione alla RTN ...	83
6. LE FASI DI REALIZZAZIONE: VITA UTILE E DISMISSIONE IMPIANTO	87
7. CONCLUSIONI.....	90

OBIETTIVI di questa Relazione Generale Descrittiva del Progetto

Abstract:

la presente Relazione ha lo Scopo di illustrare le principali scelte progettuali assunte, e di guidare gli Stakeholder e i valutatori nella lettura del Progetto stesso

Comment: una Relazione Generale Descrittiva centrata sul "know-why" e non sul "know-how"

La presente Relazione non ha la pretesa di descrivere compiutamente l'Opera che si intende realizzare, in quanto le descrizioni di dettaglio vengono riportate nei singoli documenti specifici indicati all'"Elenco Elaborati"; invece si pone lo scopo di guidare il lettore nella comprensione complessiva del Progetto. La Relazione si pone perciò i seguenti Obiettivi:

- Indicare le finalità e le logiche complessive con cui è stato sviluppato il Progetto.
- Inquadrare i singoli gruppi di elaborati e i singoli elaborati in una logica più vasta.
- Esporre le principali scelte (di sito, tecnologiche, ambientali) operate fra diverse alternative.
- Descrivere sinteticamente il Progetto stesso e le sue fasi di realizzazione.

Nella redazione della Relazione si è cercato di privilegiare la esposizione dei "know-why" cioè delle finalità, delle logiche e delle scelte, rimandando la descrizione del "know-how" ai singoli Elaborati progettuali.

Anche per questo motivo il lettore troverà frequentemente dei box colorati di sintesi e commento:

- **"Abstract"**: riassumono il contenuto del capitolo o paragrafo;
- **"Comment"**: costituiscono riflessioni, provocazioni, spunti di approfondimento, valutazioni e riflessioni del Progettista, ...;
- **"Link"**: rimandano per la descrizione di dettaglio ai singoli Elaborati Progettuali.

Nella speranza di aver fatto il possibile per aiutare il lettore nell'analisi del progetto, si invitano tutte le Istituzioni, gli Enti, i cittadini e gli stakeholder a leggere integralmente la presente Relazione Generale Descrittiva prima di immergersi nella analisi di dettaglio dei singoli Elaborati del Progetto, elencati nell'Elenco Elaborati.

1. IL CONTESTO

PREMESSA

Non vi è dubbio che la Generazione, Trasporto e Distribuzione dell'Energia in generale, e di quella Elettrica in particolare, sia un Settore di grandissima rilevanza e preminente interesse pubblico. Ciò in generale e da sempre, perché la disponibilità e accessibilità a tutti dell'Energia è condizione necessaria per lo sviluppo economico di un Paese e per il benessere dei cittadini.

Questa semplice evidenza spiega il grande impegno profuso dall'Unione Europea e dal nostro Paese nella continua emanazione di strumenti di Pianificazione energetica o ambientale.

Il tema dell'Energia è ancor più centrale oggi, in quanto il tema energetico è strettamente e inscindibilmente legato a quello ambientale. Infatti, il grande sviluppo industriale ed il benessere attuale di un importante parte dell'Umanità è stato reso possibile dallo sfruttamento intensivo delle Energie fossili, utilizzo massivo che ha aumentato la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera al punto di diventare la vera causa dell'innalzamento globale delle temperature atmosferiche e degli stravolgimenti dell'equilibrio climatologico e meteorologico di cui stiamo vedendo le prime conseguenze. Vedasi al riguardo il recente report dell'IPCC – AR6 – WG1 (*IPCC: International Panel Climate Change* - il gruppo di 200 scienziati incaricati di studiare le dinamiche del fenomeno e sviluppare scenari di azione).

Il "GLOBAL WARMING" è oggi il più grave pericolo per l'Umanità, e le azioni di contrasto al Global Warming la più grande Sfida di questa, non delle prossime, generazioni.

La più grande sfida del nostro tempo è quella del contrasto ai cambiamenti climatici !

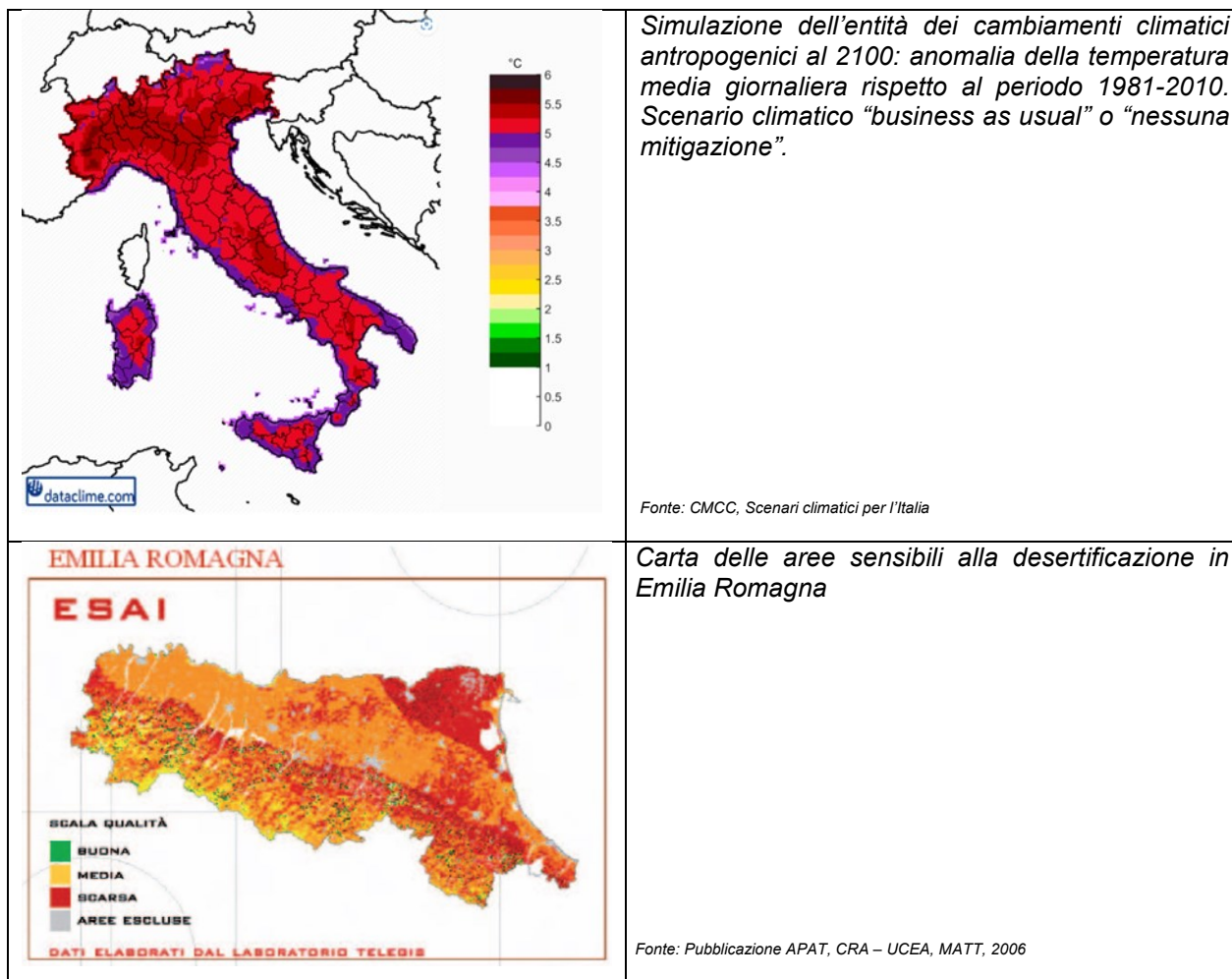
IL CONTESTO: I Cambiamenti Climatici

Le temperature si sono già innalzate di 1,09°C. Essenziale contenere l'aumento entro 1,5°C. Il fenomeno è inerziale.
Le concentrazioni di CO₂, e le temperature globali, arresteranno la loro crescita solo quando le Emissioni Globali arriveranno a zero!
Le emissioni devono perciò bruscamente calare in questi anni e dimezzarsi entro il 2030, per azzerarsi entro il 2050.
Le emissioni di CO₂ sono oggi ancora in aumento.

Il Global Warming non è più una teoria scientifica: è una evidenza sotto gli occhi di tutti!

Ad oggi l'innalzamento medio generale delle temperature ha già raggiunto gli 1,09 °C (Report IPCC – AR6 – Climate Change 2023) con conseguenze ormai irreversibili: sugli eventi meteorologici estremi, sulla piovosità e idrologia, sulle risorse idriche, sulle colture, sulla sicurezza idrogeologica di vaste aree nonché su processi di desertificazione (non più solo il cosiddetto Sud del Mondo ma anche in Europa: in Spagna il 67% del territorio è già soggetto a processi di desertificazione) e di perdita di risorse di acqua potabile.

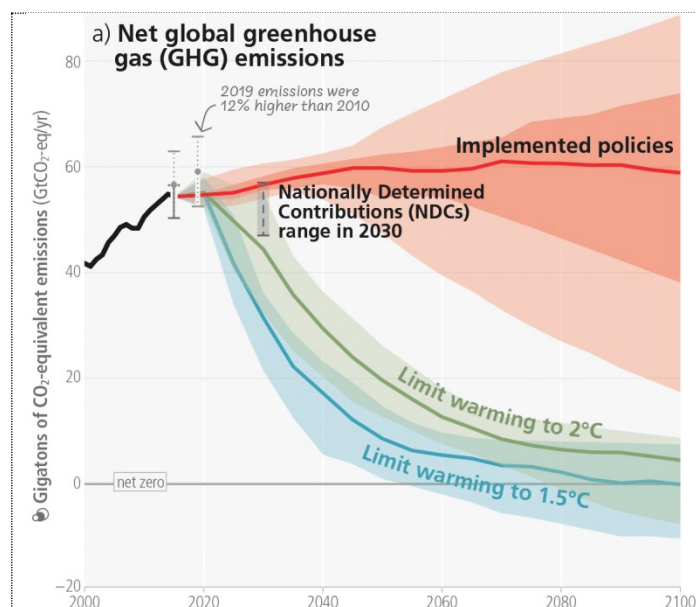
AR6, nel Summary for PolicyMakers (di seguito SPM), al capitolo 1, paragrafo 1, affermazione 1: "A.1 E' indiscutibile che l'attività umana ha causato l'aumento di temperature atmosferiche, terrestri e oceaniche. I cambiamenti in atmosfera, criosfera, Biosfera e oceani sono stati ampi, diffusi e rapidi"



Il fenomeno del riscaldamento globale è inerziale: noi stiamo toccando con mano cambiamenti climatici determinati dalle azioni (le immissioni di CO₂ in atmosfera) dei decenni precedenti, mentre le azioni di oggi (le immissioni in atmosfera tuttora in aumento) determineranno le mutazioni climatiche dei prossimi decenni.

In altre parole: anche qualora le immissioni di CO₂ in atmosfera cessassero oggi di aumentare, l'innalzamento delle temperature continuerebbe ancora per decine di anni.

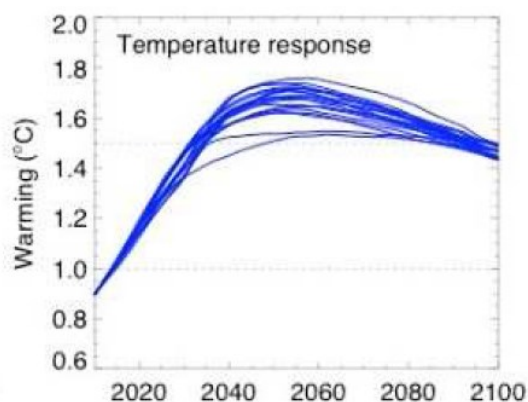
L'obiettivo che, oggi i Governi possono ragionevolmente porsi, è quello di contenere l'aumento delle temperature medie nel limite degli 1,5°C al di sopra del periodo preindustriale; ma per conseguire questo Obiettivo, cioè per "limitare i danni", è necessario non solo che le emissioni di CO₂ in atmosfera smettano di aumentare ma anche che le medesime comincino a diminuire velocemente fino a raggiungere il cosiddetto "Zero Netto". Secondo alcuni scenari il processo dovrebbe poi proseguire con il sequestro di ulteriore CO₂ atmosferica tramite apposite tecnologie.



Osserviamo come lo scenario previsto per contenere il riscaldamento entro gli 1,5°C (blu) preveda che le emissioni di gas ad effetto serra, qui espresse in quantità di CO₂ equivalente, attualmente pari a circa 55 Gton/anno, vengano quasi dimezzate al 2030.

La traiettoria attuale (rosso) conduce invece ad un aumento di temperatura media globale compreso tra i +2.2 e i 3.2°C al 2100.

Fonte : IPCC, AR6 Synthesis Report, 2023

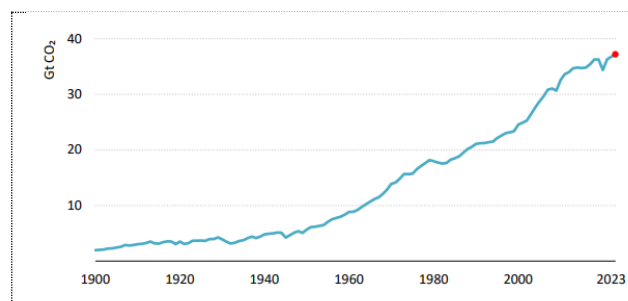


La comparazione tra il precedente grafico ed un grafico che mostra la risposta in termini di variazione di temperatura media globale fino al 2100, permette di evidenziare l'aumento "inerziale" della temperatura, che raggiungerà il picco massimo nel momento in cui le emissioni saranno già notevolmente diminuite, ovvero nel 2050 circa.

Gli effetti del cambiamento climatico che vediamo oggi, sono di conseguenza, il risultato delle emissioni incontrollate dei decenni passati, non di quelle più recenti.

Fonte: IPCC Special Report, 2018

Nonostante l'urgenza ed entità dei provvedimenti da attuare per contrastare il cambiamento climatico, si riscontra come ancora oggi le emissioni continuino ad aumentare.



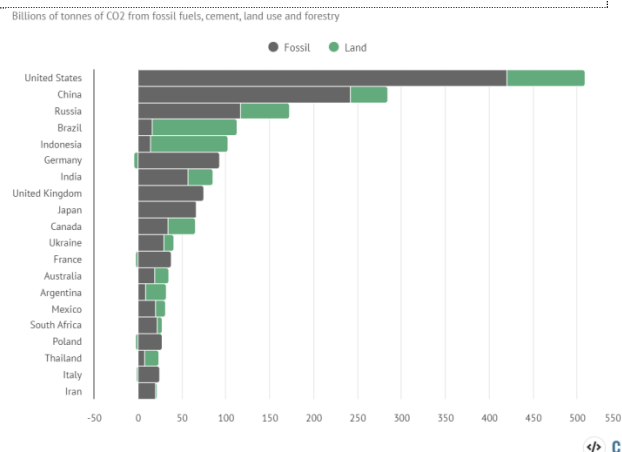
I picchi negativi di emissioni in anni recenti corrispondono alla crisi finanziaria del 2008 e alla pandemia COVID del 2020. Come di consueto, questi eventi sono seguiti da una ripresa economica che fa crescere ulteriormente i livelli di consumo ed emissioni a livello globale.

Dopo aver introdotto la tematica dell'inerzia dei cambiamenti climatici, appare ragionevole parlare di responsabilità storiche: il grafico a lato rappresenta le emissioni cumulative di vari Paesi dal 1850 al 2021. Si nota il chiaro primato degli Stati Uniti, seguiti dalla Cina.

NOTA BENE: sommando i contributi dei singoli Paesi europei qui rappresentati si ottiene un valore simile alla Cina. Anche il nostro continente ha dato un grande contributo al cambiamento climatico! Come UE, abbiamo la possibilità di essere di esempio nel processo di transizione energetica a livello globale.

Fonte: Carbon Brief

Fonte: IEA, CO2 Emissions in 2023



Contro il cambiamento climatico: le politiche europee e gli obiettivi al 2030

L'Unione Europea già nel 2009 ha fissato con la Direttiva 28 gli *Obiettivi di riduzione delle emissioni, efficienza energetica e utilizzo delle Fonti Rinnovabili* che gli Stati membri assumevano come impegno da raggiungersi entro il 2020. In estrema sintesi gli obiettivi, declinati con qualche differenza da Paese a Paese, indicavano:

- 20% efficientamento energetico degli usi finali
- 20% di riduzione delle emissioni di CO₂
- 20% di utilizzo di energia primaria da fonte rinnovabile (da cui il nome con cui è nota la Direttiva, "20, 20, 20").

Nel 2016 l'Unione Europea ha fissato, per tutti gli Stati Membri, degli obiettivi vincolanti da raggiungersi entro il 2030. Tali Obbiettivi sono stati indicati nella Direttiva emessa dalla Commissione il 30/11/2016. Il Parlamento Europeo, ritenendoli non sufficienti in relazione alla velocità dei cambiamenti in atto, ha chiesto e negoziato con la Commissione un rialzo degli Obbiettivi stessi, da raggiungersi entro il 2030; la Direttiva 28 è stata perciò "rifusa" in un nuovo testo, denominato "REDII" 2018/2001, emanata il 11/12/2018. I nuovi obbiettivi sono così sintetizzabili:

- 32% Efficientamento degli usi energetici finali
- 40% di riduzione delle emissioni di CO₂ (rispetto al 1995)
- 32% di utilizzo fonti energetiche rinnovabili rispetto all'intera energia primaria

Questi obiettivi sono in costante aggiornamento ed in particolare sono stati integrati prima nel 2021 dal pacchetto "Fit for 55" (una serie di azioni ed obiettivi climatici ambiziosi per ridurre le emissioni Europee di almeno il 55% entro il 2030) e successivamente dal piano REPowerEU, emanato nel 2022. A ottobre 2023, inoltre, il Parlamento Europeo e il Consiglio hanno emanato la Direttiva (EU) 2023/2413 (REDIII) per aumentare ancora, rispetto agli obiettivi dichiarati nella Direttiva (EU) 2018/1999, la capacità di rinnovabili nel mix energetico complessivo europeo. In base a questa Direttiva, gli Stati membri

provvederanno collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 42,5 %, con l'ambizione di raggiungere il 45%.

Oltre agli obbiettivi quantitativi la UE ha fissato anche altri target e priorità, alcuni dei quali si ritiene utile qui richiamare:

- *è necessaria una transizione energetica che veda al centro le fonti rinnovabili*
- *il sistema elettrico va completamente ripensato al fine di consentire lo sviluppo delle fonti rinnovabili che ne costituiranno il cuore*

Contro il cambiamento climatico: le politiche nazionali

Per ottemperare alle Direttive Europee e per pianificare il raggiungimento degli obbiettivi da queste fissate al 2030, i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente hanno negli anni emanato un numero di documenti programmatici: la “*Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN17)*”, il “*Piano Integrato Energia Clima (PNIEC)*” (2019-Aggiornamento Giugno 2024), il Piano per la Transizione Ecologica 2022 (PTE).

Su tutti, Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento. E' un documento soggetto ad aggiornamenti: dopo la prima versione del 2019, nel giugno 2023 il ministro Pichetto Fratin (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha inviato alla UE la proposta di aggiornamento avviando l'iter di revisione del Piano, seguita quindi dall'invio del testo definitivo il 1 luglio 2024.

Scendendo nel dettaglio del documento, oltre alle fonti rinnovabili elettriche, altre aree d'azione sono analizzate e valutate: produzione di combustibili rinnovabili come il biometano e l'idrogeno; utilizzo di biocarburanti e diffusione di auto elettriche; riduzione della mobilità privata; cattura e stoccaggio di CO₂; ristrutturazioni edilizie; elettrificazione dei consumi finali, con un crescente peso nel mix termico rinnovabile delle pompe di calore.

La sezione con gli obbiettivi più dettagliati è quella delle FER, per le quali è previsto un obiettivo di potenza elettrica installata da fonte rinnovabile di 131 GW da raggiungersi al 2030, così suddivisi:

Tabella 11 - Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW) [Fonte: RSE, GSE, Terna]

	2021	2022	2025	2030
Idrica*	19.172	19.265	19.410	19.410
Geotermica**	817	817	954	1.000
Eolica	11.290	11.858	15.823	28.140
- di cui off shore	0	0	0	2.100
Bioenergie	4.106	4.050	4.038	3.240
Solare***	22.594	25.064	44.173	79.253
- di cui a concentrazione	0	0	0	80
Totale	57.979	61.055	84.398	131.043

*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

Questo fa sì che la quota FER-E prevista passi dal 37% registrata nel 2022 al 63% al 2030. Altre note con cui il MASE ha commentato l'invio del PNIEC riportano che nel testo si prevede una quota al 2030 del 39,4% di rinnovabili nei consumi finali lordi di energia, il 36% di energia da rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento, il 34% nei trasporti, il 54% di idrogeno prodotto da energia FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria.

Tabella 12 - Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) [Fonte: RSE, GSE, Terna]

	2021	2022	2025	2030
Numeratore – Produzione di energia elettrica lorda da FER*	118,7	120,6	158,4	227,8
Idrica (effettiva)	45,4	28,4		
Idrica (normalizzata)	48,5	48,1	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	20,9	20,5		
Eolica (normalizzata)	20,3	21,0	30,8	64,8
Geotermica	5,9	5,8	7,3	7,5
Bioenergie**	19,0	17,5	15,8	10,9
Solare ***	25,0	28,1	57,0	97,6
Denominatore - Consumo interno lordo di energia elettrica	329,8	325,1	334,0	359,3
Quota FER-E (%)	36,0%	37,1%	47,4%	63,4%

* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 sarebbe di circa 237 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** in questa tabella la produzione solare al 2030 non comprende i circa 10 TWh destinati al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Tabella 1 - Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030

	unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2024: Scenario di riferimento	PNIEC 2024: Scenario di policy ¹	Obiettivi FF55 REPowerEU
		2022	2030	2030	2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45%	-58%	-66%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7% ^{3,4}
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO ₂ eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 ³
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42% ³
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4 ³

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3. vincolante

4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5. vincolante per gli operatori economici

È necessario sottolineare che nel PNIEC aggiornato al giugno 2024 si evidenzia l'importanza data anche ai progetti di repowering di impianti eolici esistenti (pagina 101):

“Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti potenzialmente ancora competitivi. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo”.

In aggiunta, con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del DM 21 giugno 2024 “Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili”, il Ministero della Ambiente e della Sicurezza Energetica ha tracciato per ciascuna regione e provincia autonoma la traiettoria di conseguimento dell'obiettivo di potenza complessiva da raggiungere al 2030, come indicato nella allegata Tabella A e per completezza qui riportata.

TABELLA A- RIPARTIZIONE REGIONALE DI POTENZA MINIMA PER ANNO ESPRESSA IN MW

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
Emilia-Romagna	100	343	860	1.288	1.851	2.504	3.263	4.143	5.164	6.330
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

Il Piano per la Transizione Ecologica (PTE):

Facendo riferimento al precedente Piano per la Transizione Ecologica (giugno '22, su approvazione del Cite (Comitato interministeriale per la transizione ecologica), che oltre alla decarbonizzazione enuncia l'intenzione di perseguire un approccio sistemico, includendo la conservazione della biodiversità e la preservazione dei servizi ecosistemici), gli obiettivi al 2030 in termini di generazione da FER-E erano similmente delineati:

- *Capacità di generazione da FER-E al 2030: 125 GW (sono 61 al 2021)*
- *Generazione FER al 2030: 210 TWh (sono 118 al 2021)*
- *% FER su generazione Elettrica: 72% (36% al 2021, 37% al 2022)*

Sia per raggiungere gli obiettivi del PTE che del PNIEC, risulta essenziale un radicale cambio di passo nell'installazione di nuovi impianti, sia nel FV che nell'Eolico (elaborazione "Energy&Strategy" Group del Politecnico di Milano sul PTE 2022):

- *Tasso di nuove installazioni annue necessarie FOTOVOLTAICO: 5.600 MW/anno*
- *Tasso di nuove installazioni annue necessarie EOLICO: 1.750 MW/anno*

Contro il cambiamento climatico: le politiche della Regione Emilia-Romagna

In riferimento alla definizione di obiettivi regionali, la Regione Emilia-Romagna si è dotata nel 2017 di un Piano Energetico Regionale (PER) - approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 dell'1 marzo 2017. Esso ha fissato la prima strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima ed energia sino al 2030 adottando:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del 20% al 2020 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al 20% al 2020 e al 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.

Gli obiettivi definiti dal Piano energetico 2030 sono stati superati dal Patto per il Lavoro e per il Clima che la Regione ha sottoscritto nel dicembre 2020 con oltre 60 soggetti tra cui associazioni di categoria, enti locali e loro associazioni, ordini e collegi professionali, associazioni ambientaliste, università e istituzioni di ricerca.

Con il Patto è stato confermato l'impegno ad accompagnare l'Emilia-Romagna nella Transizione Ecologica, stabilendo di raggiungere la decarbonizzazione prima del 2050 e di passare al 100% di energie rinnovabili entro il 2035.

Questo obiettivo è stato confermato nella Strategia Regionale Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile e dal Documento Strategico Regionale per la programmazione unitaria delle politiche europee di sviluppo per il periodo 2021-2027.

La Strategia regionale ha inoltre indicato l'obiettivo al 2030 di riduzione delle emissioni climalteranti del 55% rispetto ai valori del 1990, assumendo il target approvato dalla nuova Legge Europea sul Clima ed elevando di 15 punti percentuali il valore precedentemente stabilito dall'UE e fatto proprio dal Piano Energetico 2030 (40%). Tale innalzamento degli obiettivi della politica regionale in materia di clima ed energia comporta dunque una decisa accelerazione delle azioni previste nel PER approvato nel 2017 per poter allineare il sistema energetico regionale a tali nuove sfide.

Come da PER e Strategia regionale, le priorità d'intervento e supporto della Regione Emilia-Romagna al territorio sono dedicate alle misure di decarbonizzazione nei settori non ETS (già regolamentato a livello europeo): mobilità, industria diffusa (PMI), residenziale, terziario e agricoltura.

In particolare, le modalità di intervento sono:

- Risparmio energetico ed uso efficiente dell'energia nei diversi settori;
- Produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili;
- Razionalizzazione energetica nel settore dei trasporti;
- Aspetti trasversali;
- Piani triennali di attuazione

In relazione all'ultimo punto, è stato approvato dall' Assemblea Legislativa, con delibera n.112 del 6/12/2022, il Piano triennale di attuazione 2022-2024, che ha coinvolto anche i contributi provenienti da stakeholder nazionali e locali.

I Piani triennali di attuazione sono dunque lo strumento di realizzazione del PER.

Il 3° Rapporto di Monitoraggio del PER del Gennaio 2021 ha confermato gli obiettivi assunti all'emissione dello stesso (in particolare il 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili). Per quanto concerne l'eolico, l'obiettivo monitorato e riportato nel rapporto è:

- Potenza installata (2021 alla data pubblicazione rapporto): 45 MW
(Produzione 2021: 83,2 GWh, dati GSE 2021)
- Potenza installata (obiettivo regionale 2030): 77 MW

L'incremento di potenza installata ottenibile con il presente progetto di repowering (+12,4 MW facendo riferimento alla taglia di aerogeneratore più probabile ad essere installata) potrebbe costituire pertanto un contributo rilevante al raggiungimento degli obiettivi regionali (rappresentando quasi il 40% dell'incremento di potenza eolica installata obiettivo del PER al 2030).

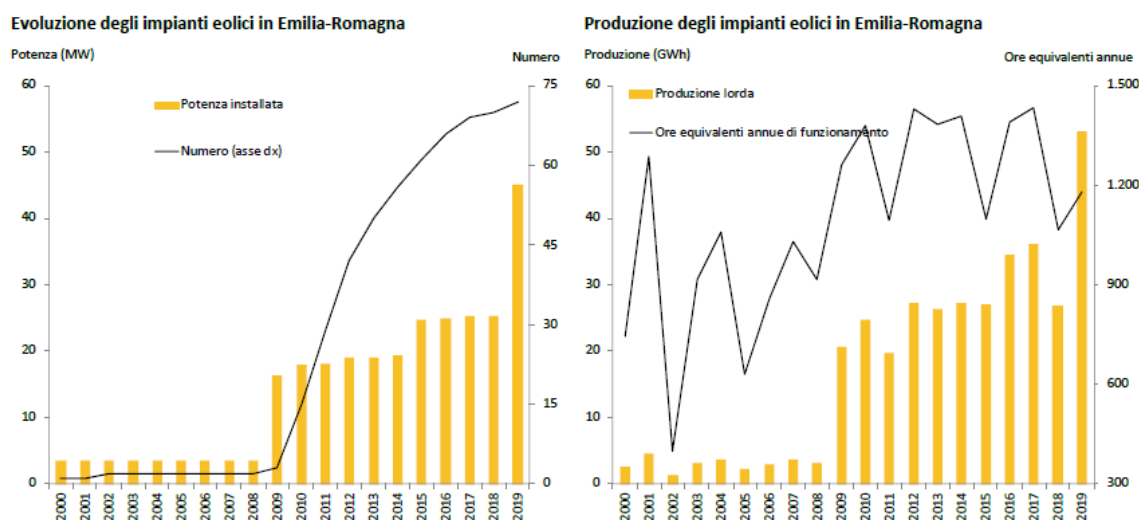
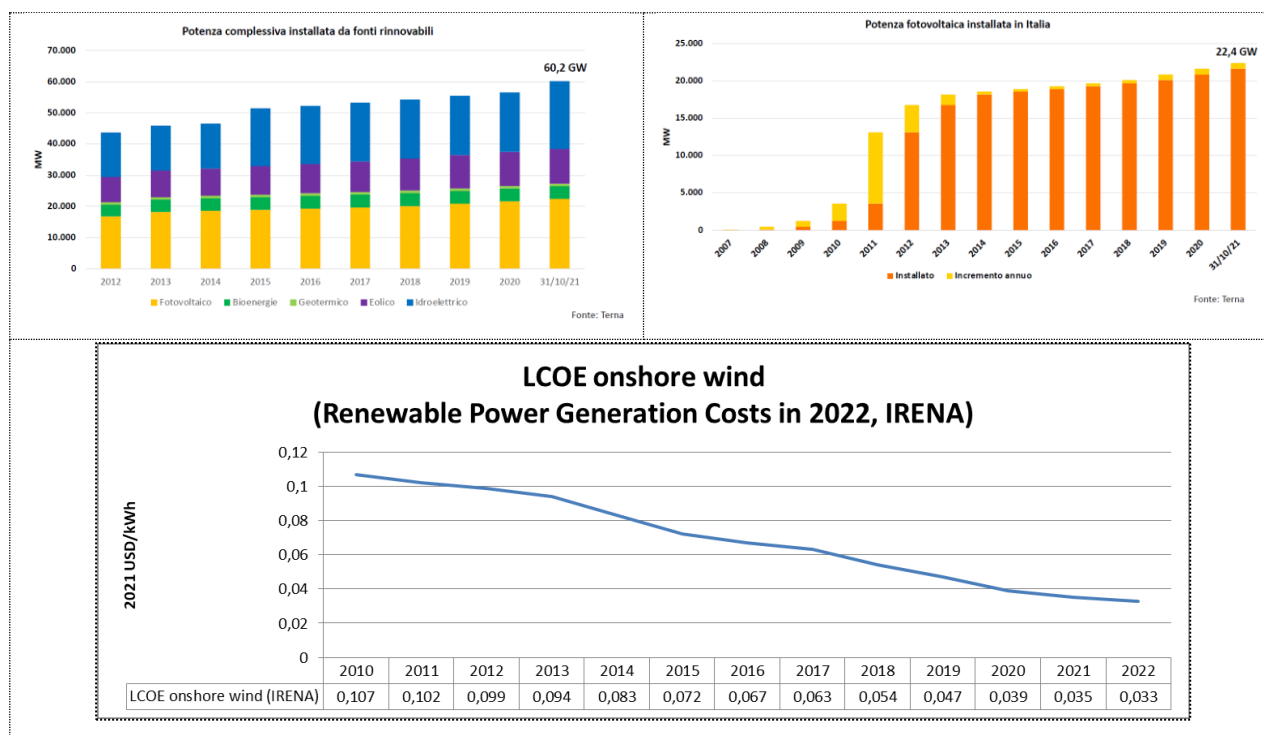


Figura 1: Evoluzione della potenza e della produzione impianti eolici Emilia-Romagna

Contro il cambiamento climatico: dalle fonti energetiche rinnovabili alla transizione energetica

La Transizione/Rivoluzione Energetica. Molti gli ingredienti necessari: non solo le FER ma anche Efficiamento, Flessibilità del sistema, Qualità Progetti e Proponenti, Iter Autorizzativi competenti, Opinione Pubblica consapevole...
La generazione di Energia Elettrica da Fonte Eolica è competitiva con la generazione da Gas.

È evidente l'enorme sviluppo e l'innovazione tecnologica ed economica raggiunta dalle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Per brevità riportiamo di seguito solo alcuni grafici che illustrano da un lato la crescita delle installazioni fotovoltaiche ed eoliche (Mondo), dall'altro la diminuzione dei costi medi di generazione (LCOE) di energia elettrica da FER.



Dai grafici risulta evidente:

- la continua crescita dell'installato eolico (e fotovoltaico);
- la diminuzione dei costi medi: già oggi i costi di generazione EE da eolico e FV sono competitivi rispetto ai costi del più performante termoelettrico a gas (ciclo combinato);
- la diminuzione dei costi di generazione da fonte eolica sono in gran parte riconducibili all'aumento di dimensione degli aerogeneratori

Siamo solo all'inizio di una Transizione energetica che forse sarebbe opportuno chiamare con il suo vero nome: Rivoluzione energetica. L'obiettivo finale è al 2050: decarbonizzazione.

I protagonisti di questa rivoluzione saranno molti:

- Le Fonti Rinnovabili, ed in particolare il fotovoltaico (da concentrarsi specialmente sui tetti ed in autoconsumo) e l'Eolico, da realizzarsi con grandi impianti.
- La elettrificazione dei consumi: il vettore elettrico sostituirà in parte la fonte gas per il riscaldamento degli edifici e la fonte idrocarburi per il trasporto.
- L'efficientamento energetico, con particolare riguardo all'adeguamento del patrimonio edilizio.

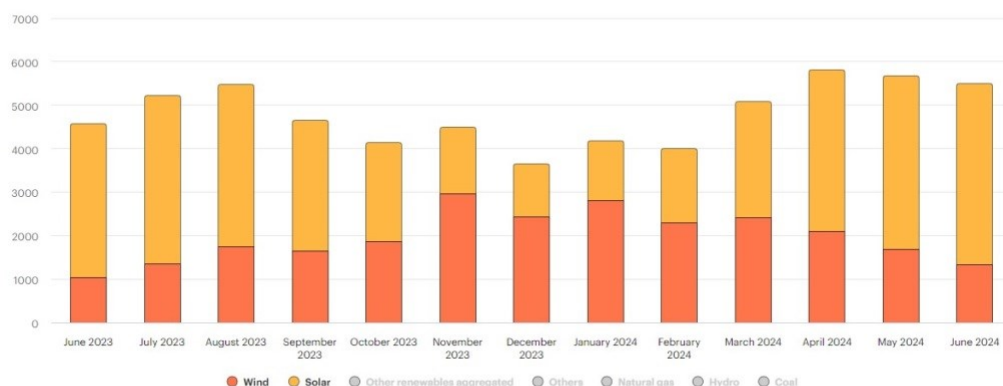
Per consentire questa rivoluzione è necessario però sviluppare la Flessibilità del sistema elettrico, infatti le FER, fotovoltaico ed eolico, a cui è affidato il ruolo più importante della transizione, non sono programmabili! Non sarà quindi più possibile regolare il sistema elettrico "accendendo e spegnendo" le centrali in funzione della curva della domanda, come di fatto avviene dall'inizio del '900 ad oggi.

Si dovrà procedere a far coincidere in ogni istante la curva della domanda e curva della produzione

utilizzando:

- “Storage” fisici: sarà necessario un corretto mix fra storage idroelettrici (bacini), storage elettrochimici (batterie) integrati negli impianti di produzione ed infine storage distribuiti presso i clienti finali.
- “Demand Response”: ossia facilitare ed incentivare i consumatori finali a modificare la propria curva di prelievo di energia in funzione della disponibilità della generazione. Si tratta di un cambiamento culturale e di abitudini, aiutato da tecnologie che sono già mature e probabilmente disponibili a breve: lavatrici che avviano il ciclo interrogando sul web i dati ed i prezzi di produzione, pompe di calore che accumulano energia termica nell’involucro edilizio quando la disponibilità di energia elettrica è maggiore, batterie di auto che cedono oltre che prelevare la energia alla rete, ...
- “Bilanciamento delle fonti”: i consumi energetici complessivi in Italia sono maggiori nel periodo invernale. Non essendo attualmente in commercio tecnologie di stoccaggio energetico aventi capacità stagionali, è necessario un bilanciamento fra generazione e fabbisogno nei vari periodi dell’anno.

Electricity production by fuel, Italy
GWh



IEA. All rights reserved.

Nel diagramma sopra si può vedere che la maggiore capacità produttiva degli impianti eolici nel periodo autunno-inverno permette di compensare la ridotta generazione elettrica degli impianti fotovoltaici nello stesso periodo, permettendo il soddisfacimento della domanda di energia anche con storage di bassa capacità.

In sintesi: il sistema elettrico va completamente ribaltato: deve passare da “inseguimento della domanda” a “inseguimento della generazione”. È un po’ come se dovessimo da ora innanzi camminare sulle mani e non più sui piedi!

Le opportunità del Repowering dei parchi eolici italiani

Gli operatori del settore elettrico hanno la possibilità di ricorrere a due possibili strade e soluzioni tecniche per incrementare le prestazioni ed estendere la vita utile dei propri asset di produzione: il repowering e il revamping degli impianti.

Questi interventi vengono progettati e realizzati quando gli impianti giungono verso il termine della vita utile (per quanto concerne gli impianti eolici dai 15 ai 25 anni dall’avvio in esercizio dello stesso) e le loro

prestazioni ed efficienza iniziano a decadere.

Il repowering di un impianto eolico costituisce l'integrale ricostituzione dell'impianto, ossia la sostituzione degli aerogeneratori precedentemente installati con altri di maggiori dimensioni e potenza nominale. Il revamping invece non modifica la configurazione finale dell'impianto mediante la rimozione ed installazione di nuove turbine, ma apporta solamente delle modifiche non sostanziali per migliorarne le prestazioni come la sostituzione di determinati componenti che risultano obsoleti o a fine vita.

Ne deriva pertanto che il repowering risulta quindi un intervento più rilevante e completo rispetto al revamping, poiché viene effettivamente dismesso il vecchio parco eolico per realizzarne uno nuovo. Per questo motivo l'analisi della fattibilità, ambientale e tecnico-economica, e la progettazione di un intervento di repowering di un impianto eolico parte in primis da un'attenta verifica dei requisiti normativi ed autorizzativi.

Altro fondamentale aspetto da tenere in considerazione per l'opportunità di ricorrere a soluzioni di repowering riguarda la verifica dell'accessibilità dei siti. Le nuove turbine presentano infatti dimensioni nettamente superiori e la trasportabilità dei componenti con maggiore ingombro può risultare un ostacolo talvolta non superabile a meno di interventi di adeguamento non ragionevoli.

Infine, è necessario controllare compiutamente le caratteristiche geotecniche del sito e attestare la fattibilità geotecnica e strutturale dell'opera. I carichi e le sollecitazioni per le nuove turbine risultano infatti nettamente superiori, facendo sì che siano da realizzare fondazioni di maggiori dimensioni.

In sintesi, quando possibile e previa le verifiche tecnico-normative sopra richiamate, il repowering è da preferirsi al revamping in ottica di ottimizzazione di efficienza energetica e produzione.

Di conseguenza, le caratteristiche specifiche del repowering potrebbero riassumersi nei seguenti punti:

- Il suolo occupato dall'impianto post-repowering non aumenta significativamente rispetto a quello dell'impianto originario, anzi in molti casi diminuisce.
- Riduzione del numero di turbine installate, a fronte dell'inserimento di turbine più moderne/efficienti di potenza unitaria decisamente superiore;
- La potenza complessiva del parco post-repowering di norma aumenta considerevolmente rispetto a quella del progetto originario;
- Per effetto dell'incremento della potenza installata e dell'efficienza di macchina, la produzione di energia può aumentare anche fino a 3-4 volte;

A fronte di tali risultati conseguibili, i benefici di un intervento di repowering sono presto detti:

- Ottimizzazione della localizzazione delle nuove turbine grazie alla conoscenza della risorsa eolica acquisita durante gli anni di produzione e gestione dell'impianto precedente;
- Condizioni di ventosità comprovate da anni di funzionamento e gestione dell'impianto e, grazie a soluzioni tecnologiche che consentono di sfruttare al meglio le specificità del sito, riduzione dei rischi legati alla non ottimale gestione degli impianti;
- Incremento delle prestazioni a valle dell'intervento;
- Riduzione del numero di turbine consentendo una riduzione dell'impatto visivo e un miglioramento della percezione visiva globale d'impianto (limitando decisamente i rischi di possibili "effetti selva" che invece potevano caratterizzare vecchi impianti con macchine più piccole)
- Utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici riducendo così il consumo di ulteriore suolo;
- Opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti, strade e piazzole di montaggio, con minori costi e impatti sul territorio;
- Minore manutenzione e conseguente riduzione dei costi operativi;
- Nuove opportunità di lavoro.

Le principali problematiche invece sono costituite dalla logistica e dai requisiti del terreno.

Le criticità, nella maggior parte dei casi, sono legate al trasporto delle pale che rappresentano l'elemento

più ingombrante: per le turbine più grandi in commercio destinate ad utilizzo onshore, le pale possono raggiungere anche 70 m. Questo implica la ricerca e l'impiego di strade col minor numero possibile di curve e con raggi di curvatura contenuti.

Oltretutto, le zone del territorio italiano caratterizzate da maggiori ventosità si trovano spesso in aree remote ed in quota.

Ulteriori ostacoli che possono emergere ai fini del trasporto di componenti di questa dimensione è la possibilità di avere lungo il tragitto elementi per i quali il transito è consentito solamente nel rispetto di particolari limiti di altezza, come ponti e cavalcavia o attraversamenti stradali di linee aeree elettriche o telefoniche, o limiti di carico massimo transitabile. Questi ultimi soprattutto per quanto concerne le parti più pesanti, come la navicella e i conci della torre.

Dal punto di vista strutturale e geotecnico, la maggior grandezza delle turbine di nuova generazione rende necessarie fondazioni di dimensioni maggiori rispetto alle macchine di vecchia generazione. I nuovi aerogeneratori hanno diametri del rotore intorno ai 130/140 m da installare ad un'altezza dell'hub anche superiore ai 90-100 m. Il momento flettente che così si genera determina dimensionamenti dei plinti significativamente maggiori rispetto a quelli presenti negli impianti realizzati 15-20 anni fa. Tuttavia, la riduzione del numero di turbine dovuta all'incremento di taglia del singolo generatore spesso può mitigare l'aumento della superficie cementificata per singola fondazione.

A livello di possibile contributo alla transizione energetica, specialmente per una regione come quella europea, che prima di altri ha investito nell'energia del vento, il repowering degli impianti esistenti può rappresentare una misura determinante.

Infatti, è previsto che una parte significativa della flotta eolica installata nell'Unione Europea raggiungerà la fine del suo ciclo di vita proprio nel presente decennio. Secondo WindEurope, ben 38 GW di capacità onshore termineranno la propria vita operativa nei prossimi 4 anni; ritardando di fatto il percorso verso l'obiettivo rinnovabili 2030 in assenza di nuovi interventi. Il repowering diventa allora uno strumento particolarmente efficace e importante perché i parchi eolici più vetusti (e per definizione meno efficienti) d'Europa si trovano nei luoghi con le migliori condizioni di vento.

WindEurope stima che il ripotenziamento dei vecchi aerogeneratori possa offrire all'UE fino a 65 GW di potenza aggiuntiva pulita. Ad oggi, tuttavia, il tasso di rinnovamento rimane ancora molto basso, anche se qualche esempio non manca. Il progetto Windplan Groen nella provincia olandese del Flevoland ha rinnovato le sue 98 turbine (168 MW in totale) con 90 macchine più potenti (500 MW in totale) e sufficienti ad alimentare l'intero territorio. Destino simile per la wind farm spagnola di Malpica, in Galizia, per la quale il repowering ha abbassato il numero di aerogeneratori da 69 a 7, raddoppiando però la produzione elettrica.

Considerando l'elevato livello di antropizzazione e la complessa orografia del territorio italiano, è auspicabile che una parte consistente della potenza eolica aggiuntiva necessaria per arrivare al raggiungimento degli obiettivi del 2030 venga proprio dall'incremento di potenza reso possibile dagli interventi di repowering degli impianti eolici esistenti.

In termini di potenzialità del repowering per i parchi eolici italiani, uno studio della società di consulenza Elemens commissionato da Erg e presentato in occasione dell'inaugurazione dell'impianto di Partinico Monreale in provincia di Palermo (primo in Italia ad essere interessato da un intervento di repowering, passando da 19 a 10 macchine Vestas V132 da 4,2 MW, con un aumento della potenza da 16 a 42 MW e della produzione stimata da 27 a 94 GWh) attesta che il potenziamento dei parchi eolici italiani potrebbe fare molto: agendo su 6,1 GW di potenza installata oggi in esercizio potrebbe essere raggiunto un incremento di potenza sino a 7,6 GW al 2030, cioè circa la metà dei 16 GW di incremento della potenza eolica prevista al 2030 dal PNIEC.

Valutazioni molto rilevanti emergono anche dall'articolo "Re-Powering Italian Wind Farms: a Feasibility Study from Theory to Practice" pubblicato sul Journal of Physics nel 2022. Lo studio presenta un'analisi di fattibilità sul re-powering dei parchi eolici italiani con potenza superiore a 1 MW, con contratti di

incentivazione scaduti o in scadenza entro il 2030 e non già oggetto di interventi di ripotenziamento.

Seguendo le linee guida di cui all'articolo 32 della Legge 29/07/2021, n. 108, gli interventi di repowering su tali siti raddoppierebbero la potenza attualmente installata (+6 GW) e ridurrebbero di quasi un terzo il numero di turbine (da 4600 a 3300 circa), soprattutto nel Sud Italia e nelle isole.

Dal punto di vista energetico, il rinnovo di tali impianti esistenti (che coincidono con le macchine più piccole e vetuste) comporterebbe un aumento della Produzione Annuia di Energia (AEP) di circa tre volte nello scenario *conservativo*, cioè adottando un valore del Fattore di Capacità (CF) pari a quello attuale. Utilizzando invece valori di CF più vicini a quelli delle turbine moderne più efficienti, la potenziale produzione di energia è stimata in cinque volte quella attuale.

Il quadro legislativo di riferimento

Si riporta, in sintesi, il riepilogo dell'evoluzione legislativa che regola gli iter di autorizzazione degli impianti FER. Il quadro autorizzativo è principalmente regolato da:

- Decreto Legislativo 387/2003 (come modificato dall'art. 5 del D.lgs 28/2011);
- D.M. Ambiente 30/3/2015;
- D.lgs. 152/2006;
- Ministero dell'Ambiente – Direzione per le Valutazioni Ambientali - Indirizzi operativi del 22 aprile 2013 - Applicazione della procedura di VIA per gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati sulla terraferma;
- Linee Guida nazionali (DM 10/09/2010)

Di fronte all'evidente incapacità del sistema autorizzante italiano di garantire il raggiungimento degli Obiettivi, il Legislatore ha cercato di semplificare gli iter e di abbreviarne la durata con una serie di nuove iniziative, fra le quali:

- Decreto Legge n. 76, del 16/7/2020 "Semplificazioni";
- Decreto Legge n. 77 del 31/5/2021 "Semplificazioni bis";
- Conversione in Legge del Decreto "Semplificazioni bis" con L. 108 del 29/7/2021;
- Decreto Legislativo 08/11/2021, n.199 in attuazione della Direttiva UE 2018/2001, che promuove l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili. Il titolo III in particolare, "Procedure autorizzative, Codici e Regolamenti Tecnici", semplifica le procedure per l'autorizzazione di nuovi parchi eolici, al fine di facilitare il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC;
- Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune. Disposizioni concernenti l'esercizio di deleghe legislative;
- Decreto Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024, pubblicazione Gazzetta Ufficiale n.153 2 luglio 2024: Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Il provvedimento è fondamentale perché determina i requisiti sulle possibili ubicazioni degli impianti ad energia rinnovabile. Il decreto, in attuazione dell'art. 20, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021 di cui sopra, ha quindi lo scopo di:
 - a) definire la ripartizione tra le regioni e le province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva di 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto "Fit for 55", anche in considerazione del pacchetto "Repower UE";

- b) stabilire principi e criteri omogenei per l'individuazione da parte delle regioni delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, funzionali al raggiungimento degli obiettivi di cui alla lettera a), in linea con il principio della neutralità tecnologica.

In tal senso le regioni, garantendo il coinvolgimento degli enti locali, individuano sul proprio territorio:

- superfici e aree idonee: le aree in cui è previsto un iter accelerato e agevolato per la costruzione ed esercizio degli impianti a fonti rinnovabili e delle infrastrutture connesse secondo le disposizioni vigenti di cui all'art. 22 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- superfici e aree non idonee: aree e siti le cui caratteristiche sono incompatibili con l'installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità stabilite dal paragrafo 17 e dall'allegato 3 delle linee guida emanate con decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 settembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 18 settembre 2010, n. 219 e successive modifiche e integrazioni;
- superfici e aree ordinarie: superfici e aree diverse da quelle delle lettere a) e b) e nelle quali si applicano i regimi autorizzativi ordinari di cui al decreto legislativo n. 28 del 2011 e successive modifiche e integrazioni;
- aree in cui è vietata l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra: aree agricole in cui vige il divieto di installazione di impianti fotovoltaici con moduli a terra ai sensi dell'art. 20, comma 1-bis, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

Le Regioni e le Province autonome sono incaricate di individuare le Aree Idonee e la loro pianificazione dovrà essere approvata entro 180 gg dall'approvazione del decreto e saranno supportate da un servizio di piattaforma digitale fornito dal GSE- Gestore Servizi Energetici.

L'Art. 22 del D.lgs. 199/2021 definisce nello specifico le "Procedure autorizzative specifiche per le Aree Idonee" e specifica che la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee sono disciplinati secondo le seguenti disposizioni:

- nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su Aree Idonee, ivi inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale, (DL n.17 del 1/03/2022, art.12) l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
- i termini delle procedure di autorizzazione per impianti in aree idonee sono ridotti di un terzo.

L'art 12, del DL n.17 del 1/03/2022 integra quanto riportato al comma 1, lettera a) del DL n.199 del 08/11/2021, ovvero nell'ambito del procedimento autorizzativo di impianti FER, compresi anche di procedimenti VIA, il parere della commissione paesaggistica è obbligatorio ma non vincolante e pertanto, l'Ente titolato ad emettere il Provvedimento Conclusivo decorso il termine per l'espressione del parere può chiudere il procedimento.

Connesso con le applicazioni che prevedono interventi di Repowering degli impianti da fonti rinnovabili, Il Decreto Semplificazioni bis, con legge 29 luglio 2021, n. 108 ("Legge di conversione"), in particolare all'Art. 32 "Norme di semplificazione in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e semplificazione delle procedure di Repowering" ha modificato l'Art. 5 del D.lgs. n. 28 del 2011, dichiarando non sostanziali e sottoposti alla sola procedura della Comunicazione relativa all'attività di edilizia libera di cui all'Art.6, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti eolici, nonché sulle relative opere connesse, che a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengano realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e che comportino una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati.

Fermi restando il rispetto della normativa vigente in materia di distanze minime di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, e dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti, nonché il rispetto della normativa in materia di smaltimento e recupero degli aerogeneratori. I nuovi aerogeneratori, a fronte di un incremento del loro diametro, devono avere un'altezza massima, intesa come altezza dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale, non superiore all'altezza massima dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente moltiplicata per il rapporto fra il diametro del rotore del nuovo aerogeneratore e il diametro dell'aerogeneratore già esistente.

Vengono inoltre aggiunti tre commi, che forniscono una definizione di "sito dell'impianto eolico", di "riduzione minima del numero di aerogeneratori", e viene resa la quantificazione della "altezza massima dei nuovi aerogeneratori";

In merito all'attestazione di modifiche non sostanziali, l'Art.32 definisce i tre vincoli principali alla progettazione del nuovo impianto: (h_1 altezza macchina esistente, d_1 diametro rotore macchina esistente)

- dimensioni delle turbine eoliche: l'altezza massima della macchina nuova h_{2max} non deve superare quella della turbina esistente h_1 , scalata dal rapporto tra i diametri dei due rotori:

$$h_{2max} \leq \frac{d_2}{d_1} \cdot h_1 \quad \text{dove} \quad h_{2,max} = \begin{cases} 2.5 \cdot h_1 & \text{if } d_1 \leq 70m \\ 2 \cdot h_1 & \text{if } d_1 > 70m \end{cases}$$

- numero di turbine eoliche: il numero di turbine deve essere ridotto rispetto all'impianto esistente, $n_2 < n_1$. L'entità di tale riduzione dipende dal rapporto tra le dimensioni dei due layout:

$$n_2 = \begin{cases} \min \left[n_1 \cdot \frac{2}{3}; n_1 \cdot \frac{d_1}{(d_2 - d_1)} \right] & \text{if } d_1 \leq 70m \\ n_1 \cdot \frac{d_1}{d_2} & \text{if } d_1 > 70m \end{cases}$$

- area del sito: l'area della nuova installazione può superare quella vecchia al massimo del 20%. Quest'ultima viene calcolata in base al layout dell'impianto. Per i siti che si sviluppano lungo una direttrice, viene utilizzata la lunghezza della linea che collega le due macchine di estremità. In caso contrario, l'area del sito viene valutata dal poligono convesso immaginario che collega le turbine sul perimetro esterno del parco.

Nei Capitoli 4 e 5, le scelte progettuali e gli output definitivi in termini di layout dell'impianto sono confrontati con i valori limite restituiti dalle formule di cui sopra.

IL PROPONENTE del Progetto: Agsm Aim Power S.r.l. – Gruppo Agsm Aim S.p.A.

Il Gruppo AGSM AIM S.p.A. nasce il primo gennaio 2021 dalla fusione di 2 realtà storiche del Veneto: AGSM Verona spa, municipalizzata del Comune di Verona e AIM spa, municipalizzata del Comune di Vicenza.

Entrambe le realtà hanno, nella loro storia, costruito e gestito reti elettriche, reti di distribuzione del gas ed impianti di illuminazione pubblica ma la realtà veronese, nel corso degli anni, ha affiancato alle attività più consolidate, una serie di investimenti in impianti FER, in particolare:

- risalgono agli anni '50 e '60 le costruzioni di 2 impianti idroelettrici a bacino (diga, invaso, condotte forzate e centrali) in Trentino Alto Adige:



Invaso e Diga di Vallarsa (TN)

- dal 2009 al 2016 Agsm ha realizzato decine di impianti Fotovoltaici, per complessivi 12 MW:



Impianto fotovoltaico sulla copertura dello stadio Bentegodi (VR)



Impianto fotovoltaico sulle coperture del centro logistico del Consorzio Zai (VR)



Impianto fotovoltaico sulla copertura di una scuola



Impianto fotovoltaico sulla copertura di un allevamento

comunale



Impianto fotovoltaico a terra ad Augusta (SR)



Impianto fotovoltaico a terra a Castelnovo Bariano (RO)

- nei medesimi anni Agsm ha realizzato 5 impianti Eolici, per complessivi 60 MW:
 - 1 in Emilia Romagna (Casoni di Romagna, 2007)
 - 2 in Toscana (Parco Eolico Carpinaccio e Parco Eolico Riparbella, 2012)
 - 2 nel Veronese (Rivoli 2013 e Affi 2017)
- 1 impianto Idroelettrico da 4 MW (Belfiore - Verona 2015)



Impianto eolico Casoni di Romagna (BO)



Impianto eolico Riparbella (PI)



Impianto eolico Monte Carpinaccio (FI)



Impianto eolico Rivoli (VR)



Impianto eolico Affi (VR)



Impianto idroelettrico Belfiore (VR)

Nel 2023 il Gruppo AGSM AIM SpA ha generato energia elettrica per circa **565 GWh/anno**, di cui circa **268 GWh da FER nel 2023**, pari al consumo civile di circa 250.000 persone.

Il Gruppo AGSM AIM conta al 2024 **1821 dipendenti**, ha ricavi per circa **2040 M€/anno** e un EbitDA di circa **157 M€/anno**. Il capitale azionario è interamente dei Comuni di Verona (62%) e Vicenza (38%).

Strategie di Sviluppo e Metodologie di AGSM AIM

Obiettivo Strategico di AGSM AIM: raddoppiare la propria generazione EE da FER.
Metodologia: progetti di grande qualità, attenzione all'Ambiente e ai territori.

Obiettivo di AGSM AIM è la crescita organica in tutti i settori del proprio business, ma con particolare impegno nei settori di:

- Generazione di EE da FER;
- Vendita EE;
- Distribuzione EE e smart grid.

Per crescere nella generazione di EE da FER, senza tradire il proprio DNA e la propria storia, la strada è

una sola: sviluppare e realizzare progetti di grande qualità tecnica, attenti e curati sotto i profili:

- Tecnico
- Ambientale
- di dialogo con i Territori

Sono scelte che nascono dal nostro DNA e Storia, ma siamo altresì convinti che siano scelte strategiche premianti sul lungo periodo: la corsa delle FER è ancora all'inizio e sul lungo non potranno che essere premiati gli operatori che si muovono con competenza lungo queste direttrici.

Con questo “taglio” AGSM AIM intende raddoppiare la propria generazione di EE da FER ben prima del 2030.

AGSM AIM non ha mai venduto / ceduto / alienato impianti di generazione di Energia Elettrica da FER, la sua strategia ed il suo DNA è quello di crescere insieme ai propri impianti inseriti nel contesto del Centro Nord Italia.

2. IL SITO

IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Anemologiche

Campagna Anemologica: Dati storici alla base del progetto originario e verifiche della produzione effettiva dell'impianto esistente a confermare il potenziale di risorsa eolica del sito e la bontà del progetto originario.

Il terreno dal punto di vista anemologico è a orografia "complessa" con quota variabile tra 620 m e 740 m ed è costituito da un crinale che si sviluppa in direzione prevalente N-S, in prossimità del confine tra i Comuni di Monterenzio e Castel del Rio.

La caratterizzazione anemologica è stata effettuata sulla base di campagne di misure dedicate, antecedenti alla realizzazione dell'attuale parco eolico, e condotte tramite:

- Palo di misura di altezza 30 m, dal 06/12/2001 al 05/10/2006
- Palo di misura di altezza 60 m, dal 12/04/2006 al 05/10/2006.

L'immagine seguente mostra la posizione delle due stazioni di misura.

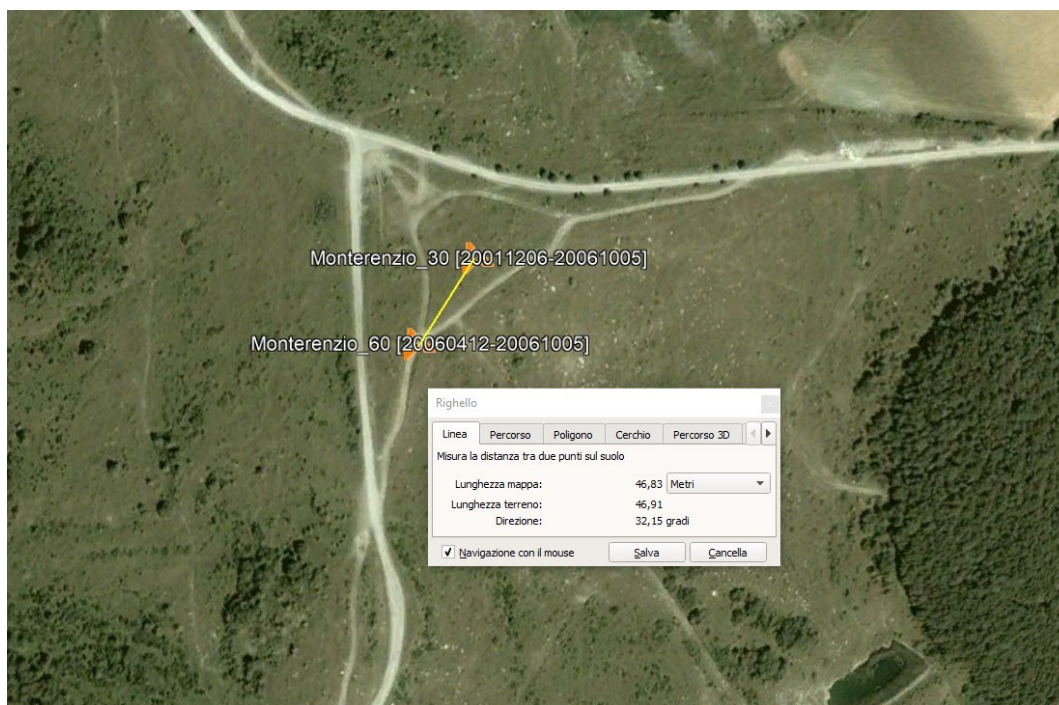


Figura 2: Posizione delle stazioni di misura alla base delle campagne anemologiche

La modellizzazione della risorsa eolica in un sito si basa sulla determinazione del vento geostrofico a partire da rilievi anemometrici e da informazioni puntuali sulla specificità (orografia e rugosità) in osservazione.

Con l'utilizzo di opportuni modelli di calcolo, infatti, è possibile stimare la velocità del vento a livello

geostrofico e successivamente, in funzione dei livelli di rugosità superficiale e dell'orografia del terreno, determinare la distribuzione di velocità al suolo o a quote diverse, in relazione all'effettiva posizione ed all'altezza dal suolo dell'hub degli aerogeneratori.

Per la modellizzazione del vento è stato impiegato il software WindPRO 3.6 di EMD, che utilizza il software WAsp 11 di RISØ come motore di calcolo per la determinazione del vento a livello geostrofico e il "riporto" a livello del suolo.

Sfruttando il periodo di sovrapposizione di 5 mesi e l'ottima correlazione tra le misure storiche (palo 30 m, quasi 5 anni, e palo 60 m, circa 6 mesi) si è eseguita una correlazione MCP (Misura-Correlazione-Previsione) tra le due serie di misure disponibili, ottenendo in questo modo una serie di lungo periodo ad altezza 60 m, per tutto il periodo dal 06/12/2001 al 05/10/2006.

La tabella seguente evidenzia l'elevata correlazione della sessione MCP appena descritta e la conseguente affidabilità della "misura virtuale" così ottenuta.

Dettagli sessione MCP session (1)

No	Model	Method	Local Mean - concurrent [m/s]	Local LT Mean [m/s]	Mean Bias Error [%]	Mean Absolute Error [%]	Root Mean Square Error [%]	Correlation	KS Test [%]
1		Simple Speed Scaling	5.38	5.51	-0.2	2.6	3.2	0.995	2.5
2		Regression	5.38	5.43	0.5	1.4	2.0	0.998	1.3
3		Neural Network	5.38	5.48	0.5	1.3	2.0	0.998	2.0

Tale valutazione è stata ulteriormente validata esaminando la sua correlazione sia rispetto ad una serie di dati di lungo periodo, (solitamente ottenuta da stazioni meteo storiche il più possibile prossime al sito oppure da dati di Rianalisi o Mesodata) sia rispetto alla produzione effettiva dell'impianto esistente (16 E53 da 800 kW nominali). Nel caso in esame, per quanto concerne la corrispondenza con dati di Rianalisi, si è fatto riferimento ad una correlazione di lungo periodo in riferimento alla serie di Rianalisi EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44.238403_E011.409149 (18).100.00m, relativa al periodo 01/01/1999 - 01/09/2023.

Entrambe le corrispondenze hanno evidenziato l'affidabilità della serie di lungo periodo ottenuta tramite MCP: si è pertanto proceduto, mediante il codice di calcolo WindPro, alla costruzione di una statistica di vento di lungo periodo, che è stata utilizzata per la stima della produzione attesa (calcolo Park e successivo calcolo Loss&Uncertainty) del progetto di Repowering dell'impianto esistente.

Le analisi effettuate hanno quindi confermato il potenziale di risorsa eolica del sito.

Nel Capitolo 5 vengono illustrate le metodologie utilizzate per la stima di Produzione e le risultanze finali.

Per maggiori dettagli ed approfondimenti si rimanda agli elaborati:

RTC 002 00 RELAZIONE ANEMOLOGICA

IL SITO di Casoni di Romagna: Caratteristiche Ambientali

Caratteristiche ambientali: alternanza di aree boschive, aree agricole, praterie e ginepri collinari.

Sotto il profilo Ambientale sono state sviluppate le seguenti analisi:

- Rilievi sul sito - Flora e Fauna;
- Analisi normativa, dei vincoli e degli strumenti pianificatori interessanti il Sito

Il sito si localizza tra la valle del Sillaro e dell'Idice, ad est dei Comuni di Monterenzio e Monghidoro, ed è caratterizzato da un paesaggio collinare, con morfologie prevalentemente dolci.

L'area è prevalentemente costituita da praterie mesiche e praterie da sfalcio, alternate ad aree con

presenza di ginepri collinari, fino a boschi. Nel seguito si forniscono alcuni esempi di evidenza della vegetazione presente in prossimità delle piazzole dove sono installati gli attuali aerogeneratori e dove sorgeranno i nuovi aerogeneratori per il rinnovo del parco eolico.



Figura 3: Scorcio Ante Operam dell'area del sito di Casoni di Romagna



Figura 4: Scorcio Ante Operam dell'area del sito di Casoni di Romagna

Le restanti risultanze delle analisi svolte sono ampiamente documentate nello Studio Preliminare Ambientale (SPA):

SPA	Studio Preliminare Ambientale
-----	-------------------------------

IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Orografiche

Il sito è caratterizzato da orografia non troppo complessa, con versanti che presentano nel loro complesso pendenze modeste con forme dolci ed ondulate.
--

Le caratteristiche orografiche di un sito sono essenziali per la progettazione e l'esecuzione del progetto: l'installazione degli aerogeneratori viene effettuata con autogru di grandi dimensioni che per il loro posizionamento necessitano la realizzazione di aree piane di adeguata portanza, denominate "piazzole di montaggio". Tali piazzole vengono solitamente realizzate parte in scavo e parte in rilevato, con movimenti terra e rullature dei terreni. Non risulta necessario, nei terreni contraddistinti da buone caratteristiche geomeccaniche, né rivestimento superficiale né apporto di materiale dall'esterno del cantiere.

L'esatta conoscenza della orografia del sito è necessaria anche per la progettazione delle piste di sito, sulle quali devono transitare i trasporti eccezionali con a bordo i segmenti di torre, la navicella e le pale. Le piste devono rispettare, lungo l'intero tracciato, pendenze massime, raggi di curvatura planimetrici e di profilo minimi.

Nello specifico, il sito di Casoni di Romagna è caratterizzato da una orografia con versanti che presentano nel loro complesso una modesta acclività con forme dolci ed ondulate effetto dell'elevato grado di erodibilità dei litotipi affioranti e delle dinamiche evolutive in atto che determinano depositi e strutture generati per gravità e legati a processi morfologici tipici in aree di affioramento di litotipi argillosi. Tra gli elementi morfologici principali compaiono frane di scivolamento rototraslazionale e colate, comunque superficiali, ai quali sono associati i tipici fenomeni di superficie dei depositi argillosi.

Il reticolo idrografico presenta un pattern di tipo sub-parallelo, caratterizzato da tributari paralleli fra loro, che si gettano nei collettori principali (Idice e Sillaro) secondo angoli prossimi ai 90°.

IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Geologiche e Geotecniche (cenni)

Le indagini di sito hanno permesso di definire le caratteristiche dei terreni caratterizzanti il Sito, che presentano proprietà geotecniche sostanzialmente uniformi.

Tutti gli aerogeneratori in progetto ricadono all'interno del Complesso caotico, un tempo denominato "Argille Scagliose". Si tratta di terreni a matrice pelitico argillitica con elementi clastici di provenienza ligure (Argille a Palombini, Argille Varicolori, ecc.), messi in posto sia per tettonica attiva che gravitativa.

Si tratta di Formazioni rappresentate da un'alternanza di argilliti fissili e di strati a spessore molto variabile di calcari micritici a volte risedimentati. A questi si intercalano pacchi di sottili torbiditi arenaceo-siltose-argillose che presentano strutture di deformazione molto complesse e di solito difficilmente osservabili a causa della degradazione superficiale. Inoltre appaiono spesso con un aspetto caotico blocchi calcarei completamente isolati, e sparsi in modo irregolare nella pelite molto deformata, che possiede una struttura scagliosa di tipo pervasivo. A questa unità sono associate argille, caratterizzate da una colorazione variabile dal grigio, al verdastro, all'azzurro ed al rosso con intercalati strati sottili di calcilutitici grigio-verdi e inglobanti lembi a litologia arenaceo-pelitica e/o calcarea ed isolate masse di svariate dimensioni di brecce ofiolitiche, di calcari e di argille stratificate.

Indagini geognostiche

Per la caratterizzazione geotecnica riferita a questa fase progettuale sono stati utilizzati tutti i dati raccolti nell'ambito della predisposizione delle progettazioni che hanno portato alla realizzazione dell'impianto attualmente in esercizio, mentre per la caratterizzazione sismica sono state invece effettuate 4 analisi con tromografo digitale. Tutti i cui risultati sono riportati nell'allegato geologico specifico a cui si rimanda integralmente per una completa visione.

Le indagini effettuate hanno evidenziato, nel comparto d'intervento, una situazione litostratigrafica piuttosto omogenea e monotona caratterizzata dalla presenza delle argilliti costituenti il bed-rock, strutturate generalmente in livelli a diverso grado di consistenza con localmente inclusi livelli litoidi o trovanti di calcari micritici, calcari marnosi ed arenarie siltose.

Il modello geotecnico può essere rappresentato da tre unità litotecniche costituite da una prima unità superficiale (unità A) formata da una coltre eluvio colluviale che si sovrappone ai litotipi ascrivibili al substrato superficiale alterato e fratturato (unità B) che passa poi ai litotipi ascrivibili al substrato più profondo (unità C).

Nella seguente tabella, si riportano i parametri geotecnici caratteristici delle unità litotecniche individuate.

Tabella 1: Classi litologiche individuate e parametri geotecnici caratteristici

Unità geotecnica	Classificazione
Unità A: da 0- a -2 m dal p.c.	(coltre eluvio colluviale) limi e/o argille
Unità B: da -2 m a -6 m dal p.c.	Argilliti alterate
Unità C: da -6 m	Argilliti compatte

Resta chiaro che un'eventuale fase definitiva/esecutiva non potrà prescindere dalla programmazione e realizzazione di una campagna geognostica costituita da sondaggi a carotaggio continuo e analisi geotecniche di laboratorio come meglio illustrato e documentato negli Elaborati:

RTC	020	00	RELAZIONE GEOLOGICA E GEOTECNICA
-----	-----	----	----------------------------------

IL SITO di Casoni di Romagna: accessibilità

Il sito è raggiungibile utilizzando la viabilità già esistente, e prevede due possibilità di accesso principali, percorrendo le valli dei torrenti Idice e Sillaro.

Un altro elemento importante nella valutazione di un Sito è la sua accessibilità ai mezzi d'opera e ai trasporti eccezionali necessari degli Aerogeneratori.

Il crinale del sito di Casoni di Romagna prevede come possibilità di accesso, opportunamente valutate sia in sede di progetto relativo all'impianto esistente sia di repowering, i collegamenti alle strade provinciali SP7 (valle del Torrente Idice) o SP21 (valle del Torrente Sillaro).

Nei Capitoli 4 e 5 vengono illustrate le due opzioni e la scelta effettuata.

3. L'IMPIANTO ESISTENTE

L'IMPIANTO ESISTENTE: Il Lay-Out

In funzione da gennaio 2009, l'impianto è costituito da 16 aerogeneratori da 800 kW ciascuno, per una potenza complessiva di 12,8 MW.

Come descritto al Paragrafo "Le opportunità del Repowering dei parchi eolici italiani", data la sua età e le dimensioni degli aerogeneratori esistenti, l'impianto è particolarmente adatto ad uno scenario di repowering.

Il layout si estende lungo due sottocrinali con direzione prevalente N-S per circa 4 km, come mostrato in Figura 5.

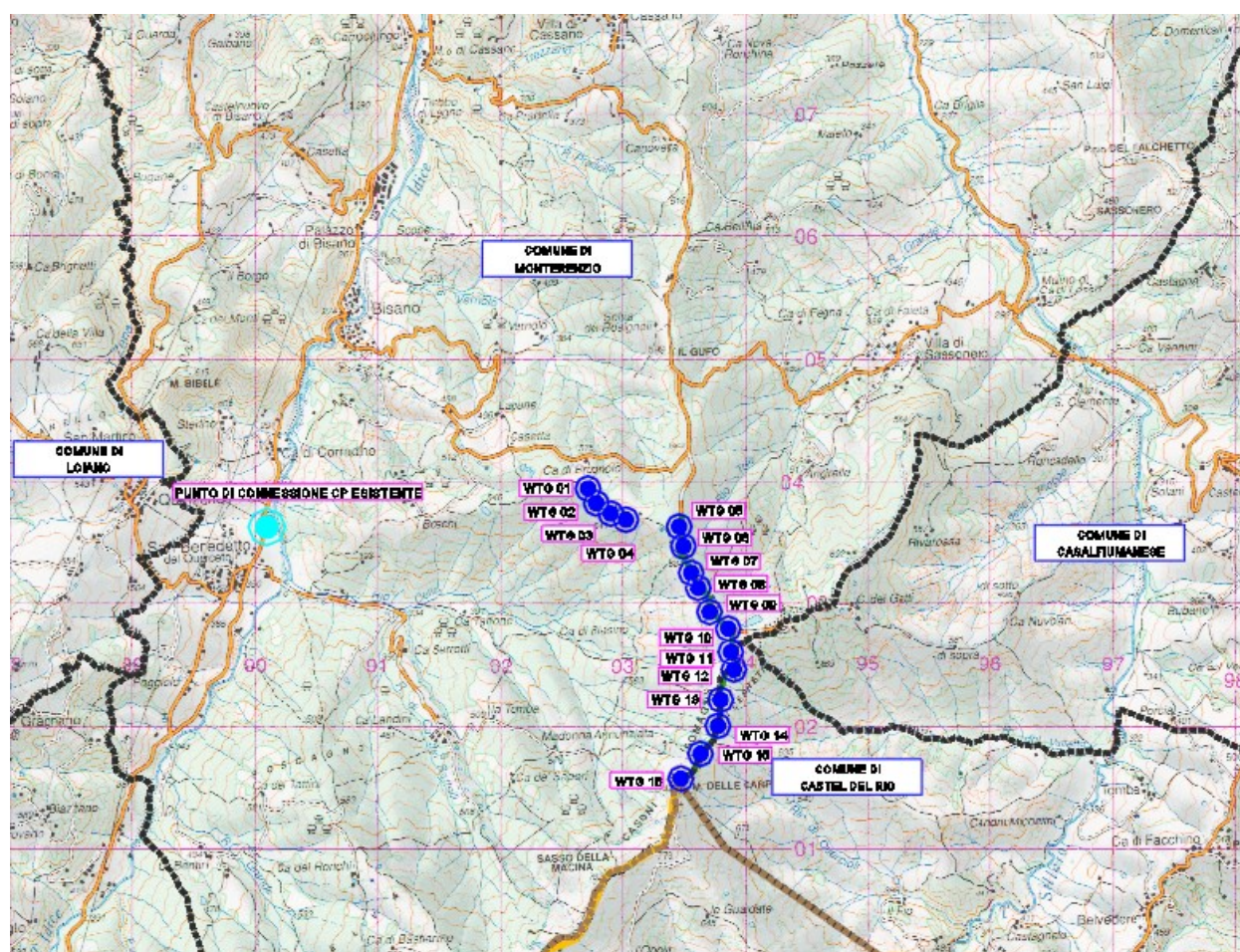


Figura 5: Layout dell'impianto eolico esistente di Casoni di Romagna



Figura 6: Layout dell'impianto esistente



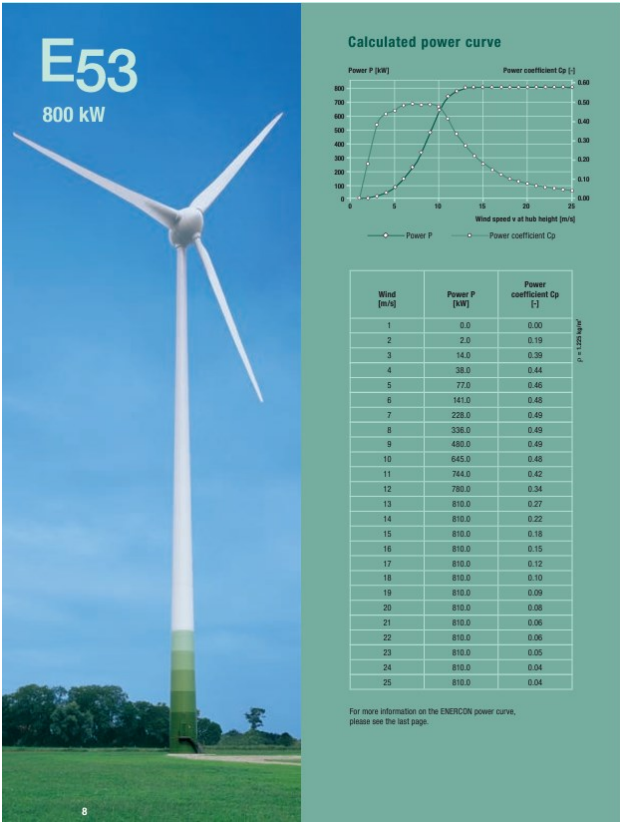
Figura 7: Layout dell'impianto esistente

L'IMPIANTO ESISTENTE: Gli Aerogeneratori installati

Gli aerogeneratori attualmente in funzione presso l'impianto di Casoni di Romagna sono costituiti da 16 macchine Enercon E53 di potenza 800 kW, per una totale potenza installata dell'impianto di 12,8 MW. Ne vengono qui sotto elencate le principali caratteristiche costitutive.

ENERCON E53

- Pn = 800 kW
- Diametro rotore = 52,9 m
- Altezza mozzo = 60 m
- Tecnologia direct drive (assenza di moltiplicatore di giri);
- Angolo delle pale regolabile.
- Assenza cabina esterna (generatore ad anello a trasmissione diretta nella navicella; trasformatore posizionato internamente alla base della torre).
- Cavidotto di collegamento interrato.
- Controllo a distanza Enercon SCADA centralizzato in sottostazione elettrica



Technical specifications E-53	
Rated power:	800 kW
Rotor diameter:	52.9 m
Hub height:	60 m / 73 m / 75 m
Wind zone (DIB):	W2 & exp
Wind class (EC):	IEC/EN 61400 Class S ($V_{ref} = 7.5$ m/s; $V_{hub} = 57$ m/s)
WEC concept:	Gearless, variable speed Single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	2,198 m ²
Blade material:	GFRP (glassy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 12–28.3 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply
Drive train with generator	
Hub:	Rigid
Main bearing:	Tapered roller bearing pair
Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Grid feed:	ENERCON inverter
Brake systems:	– 3 independent pitch control systems with emergency power supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw system:	Active via yaw gear; load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control*)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA
*For more information on the ENERCON storm control feature, please see the last page.	

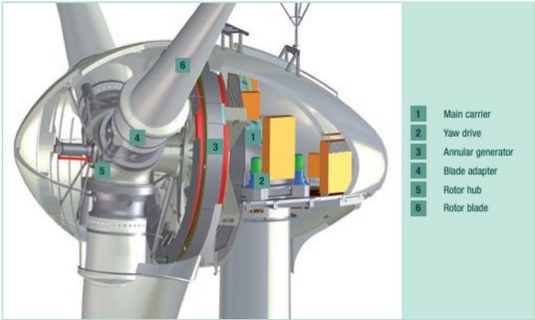


Figura 8: Scheda tecnica degli aerogeneratori installati presso l'impianto esistente

L'IMPIANTO ESISTENTE: La Producibilità

Il presente Paragrafo analizza brevemente la produzione effettiva dell'impianto in funzione, mostrando come esso abbia negli anni garantito un buon raggiungimento degli obiettivi e delle attese iniziali.

Qui sotto si riepilogano i dati di produzione ed ambientali previsti ante operam:

- Producibilità attesa pre-installazione = 20.000.000 kWh/anno (pari al consumo di 25.000 persone)
- Emissioni evitate di CO₂ pari a 9.000 tonnellate/anno
- Emissioni evitate di NO_x pari a 13 tonnellate/anno
- Risparmio di circa 4000 tonnellate equivalenti di petrolio/anno

La tabella seguente riporta il dettaglio delle produzioni registrate dall'impianto esistente a partire dal 2010. Si nota appunto come la producibilità attesa in fase di realizzazione sia stata negli anni raggiunta (e spesso superata) con regolarità.

Tabella 2: Produzioni dell'impianto esistente 2010-2022

Anno	Energia immessa in rete (esclusi autoconsumi) [kWh]	Produzione effettiva [kWh]
2010	20 465 000	20 979 055
2011	16 329 000	16 766 556
2012	24 019 000	24 636 652
2013	19 769 000	20 276 444
2014	19 822 000	20 320 565
2015	19 357 000	19 856 676
2016	21 778 000	22 332 474
2017	22 954 000	23 529 849
2018	16 007 000	16 465 853
2019	21 695 000	22 252 187
2020	21 205 000	21 746 542
2021	23 627 000	24 236 235
2022	18 648 000	19 137 793
MEDIA	20 437 000	20 964 375

Il beneficio dell'esercizio dell'impianto esistente e la possibilità di poter ricorrere a dati effettivi sin dal 2010 ha fatto sì che si potessero confrontare le produzioni effettive con le stime di producibilità attesa condivise in sede di autorizzazione dell'impianto ed aggiornate con il modello degli aerogeneratori effettivamente installati.

Nel dettaglio:

Loss&Uncertainty - Assunzioni e risultati					
Calcolo: Impianto Casoni					
Correzione RIX					
RIX correction, 0.0%, included in PARK results, not treated as Bias.					
RISULTATI					
AEP vs. livelli di confidenza/orizzonte temporale					
PXX	1 anni	5 anni	10 anni	20 anni	
[%]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	
50	21 086	21 086	21 086	21 086	
75	19 128	19 128	19 128	19 128	
84	18 198	18 198	18 198	18 198	
90	17 365	17 365	17 365	17 365	
95	16 309	16 309	16 309	16 309	

Lo storico dei dati denota come l'energia media immessa in rete sia decisamente più vicina alla producibilità attesa P50 rispetto a P75. Se ne è ricavato un coefficiente pesato al fine di collocare la posizione tra i due livelli di produzione attesa. Considerando x come il coefficiente pesato relativo alla produzione P50, si ricava:

$$\text{Energia media immessa in rete} = P75 + x * (P50 - P75)$$

$$20.437 = 19.128 + x * (21.086 - 19.128)$$

$$20.437 = 19.128 + x * 1.958$$

$$x = 66,85 \%$$

Di conseguenza, tale coefficiente x è stato coerentemente applicato alle valutazioni che riguardano la produzione attesa dall'impianto a seguito dell'intervento di repowering. Nei paragrafi successivi sono riportati i valori specifici.

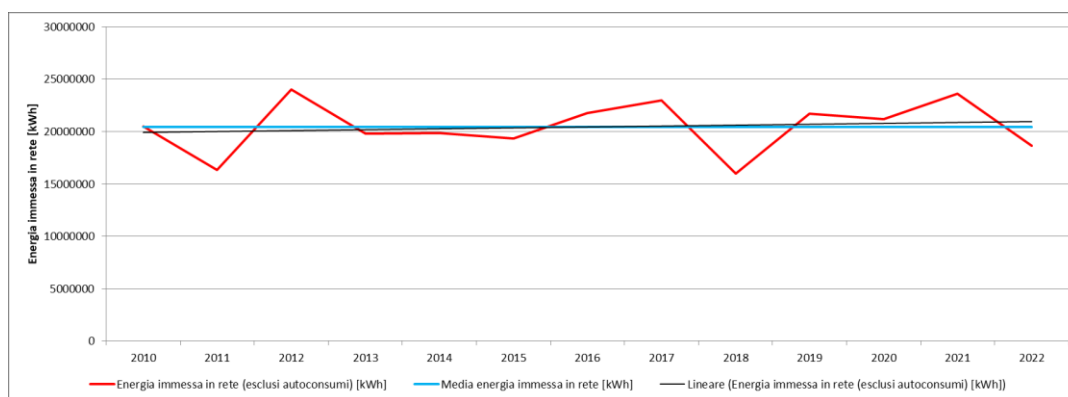


Figura 9: Energia immessa in rete impianto esistente, media e linea di tendenza

L'IMPIANTO ESISTENTE: Le Opere civili in sito

L'impianto è stato realizzato con 16 piazzole di montaggio di dimensioni circa di 20x30 metri all'interno delle quali sono state realizzate le fondazioni degli aerogeneratori. La progettazione esecutiva ha adottato fondazioni in parte dirette con diametro di circa 13.6 m (per 7 aerogeneratori) ed in parte con fondazioni profonde su micropali con diametro 12.3 m e 27 micropali di lunghezza variabile tra 18 e 22 m (per 9 aerogeneratori)

Non è stato necessario aggiungere nuovi tratti di viabilità, ad esclusione degli accessi alle singole piazzole di modesta lunghezza.

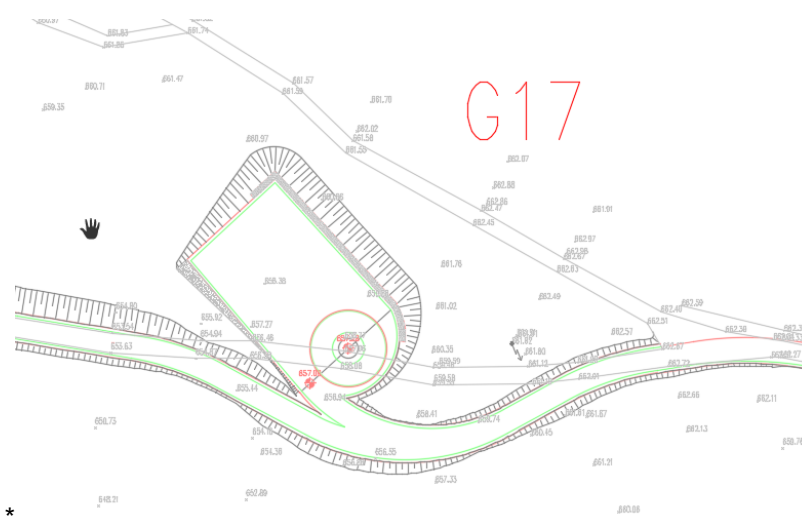


Figura 10: Tipologico piazzola e fondazione –Impianto esistente

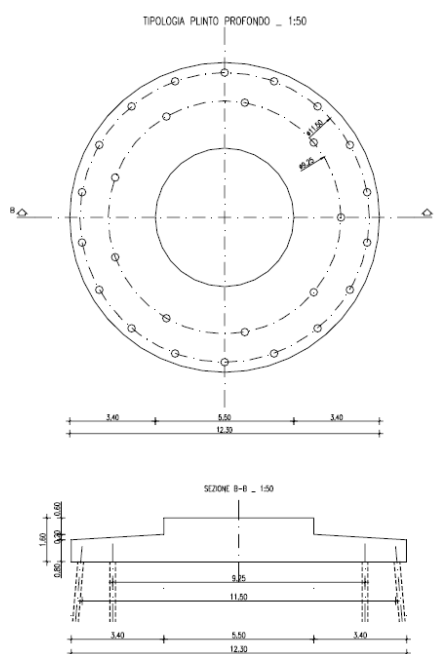


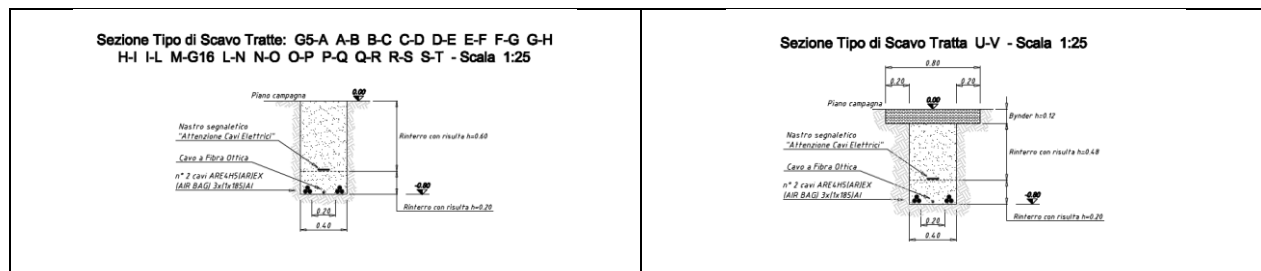
Figura 2: Geometria della fondazione profonda

Figura 11: Tipologico della geometria delle fondazioni profonde (micropali) - Impianto esistente

L'IMPIANTO ESISTENTE: La rete elettrica di connessione e sottostazione di connessione alla RTN

La connessione degli aerogeneratori alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale RTN è costituita da due linee direttamente interrate in media tensione a 20kV che connettono gli 8 aerogeneratori di numerazione pari ad una linea e gli 8 aerogeneratori di numerazione dispari alla seconda linea.

Tabella 3: Sezioni tipo di scavo e posa cavidotto dell'impianto esistente



Le due linee di lunghezza di circa 6,5 km sono connesse alla sottostazione di S. Benedetto del Querceto di E-Distribuzione dove sono presenti le strutture di connessione. In particolare si possono individuare:

- Edificio cabina elettrica
- Quadri di connessione e controllo, quadri di misura dell'energia
- Sistemi di controllo remoto degli aerogeneratori
- Trasformatore e apparecchiature di alta tensione nel piazzale esterno
- Cavo di alta tensione di collegamento alla rete E-Distribuzione

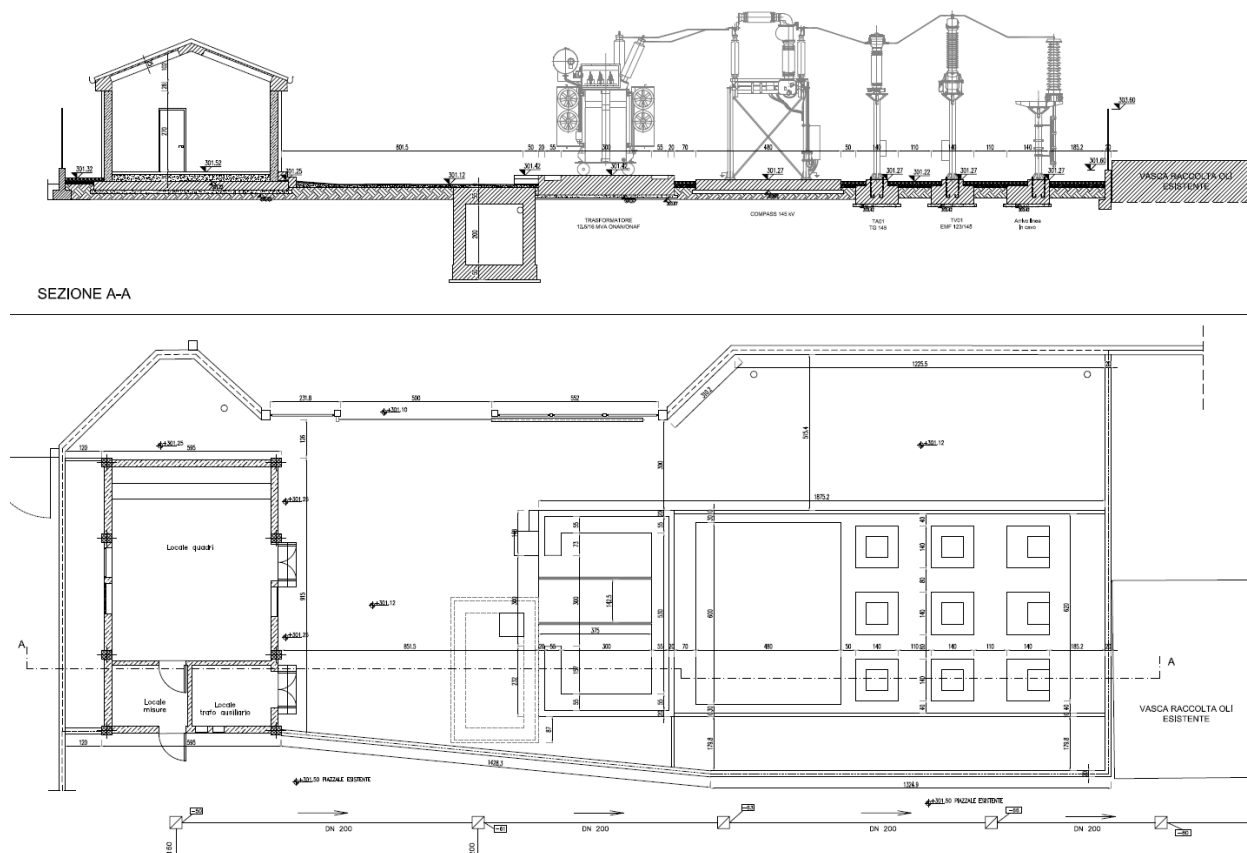


Figura 12: Sezione e planimetria della sottostazione esistente presso S. Benedetto del Querceto

L'IMPIANTO ESISTENTE: Convenzioni con i Comuni di Monterenzio e Castel del Rio

Sono state stipulate due convenzioni con i Comuni interessati dal progetto dell'impianto eolico che hanno previsto in particolare la fornitura di energia a titolo gratuito per la sola componente generazione energia per i punti di consegna di energia elettrica sotto il controllo dei Comuni stessi.

In particolare per volumi di energia di:

- 500.000 kWh/anno - Comune di Monterenzio
- 400.000 kWh/anno - Comune di Castel del Rio

4. IL PROGETTO DI REPOWERING: LE SCELTE PROGETTUALI PRINCIPALI

PREMESSE E OBIETTIVI: il bilanciamento degli interessi, driver di progetto

Vincolo Progettuale: garantire la sostenibilità di un Progetto: Economica, Ambientale, Sociale.

Driver Progettuale: il "Bilanciamento degli interessi" come strategia di crescita industriale.

Il progetto di repowering è un intervento non sostanziale in un'area idonea in quanto:

- 1) l'altezza massima alla punta dei nuovi aerogeneratori (168,125 m) è decisamente inferiore al limite normativo (225,63 m);
- 2) il numero di nuovi aerogeneratori è 6 (inferiore al limite normativo di 10);
- 3) la superficie planimetrica di sito si riduce di -5,68% rispetto a quella autorizzata dell'impianto esistente (+120% limite normativo).

Lo Sviluppo di un Progetto necessita sempre di una o più funzioni obiettivo da massimizzare e uno o più vincoli da rispettare.

Un Buon Progetto deve innanzitutto ottemperare a 3 condizioni:

- essere SOSTENIBILE sotto il profilo AMBIENTALE
- essere SOSTENIBILE sotto il profilo ECONOMICO
- essere SOSTENIBILE sotto il profilo SOCIALE

Queste 3 condizioni di sostenibilità (spesso già di per sé non semplici da ottemperare contemporaneamente), sono, a nostro giudizio, condizione NECESSARIA, perché un Progetto possa incontrare il sostegno sufficiente per essere autorizzato e poi realizzato.

Oltre alla ricerca di un buon livello di sostenibilità sotto i 3 profili indicati, il Proponente ha ricercato con questo progetto, di essere costantemente guidato da un driver di progetto in ogni specifica scelta, nella fattispecie il:

"Bilanciamento degli interessi"

In pratica significa: in ogni alternativa ricercare sempre il bilanciamento tutti gli interessi (noti) in gioco. Siamo infatti convinti che questo metodo è quello che meglio facilita il raggiungimento delle 3 sostenibilità ed è quello che offre sul lungo periodo il massimo vantaggio competitivo.

Questo Capitolo è quindi un capitolo descrittivo del "KNOW-WHY" con cui affrontare le diverse scelte progettuali, mentre il capitolo successivo, il n. 5, sarà il capitolo del "KNOW-HOW", ossia della descrizione tecnica degli output delle scelte operate.

Valutazione della fattibilità di un intervento di Repowering:

Trattandosi di un progetto di repowering di un impianto esistente, la valutazione in primis della fattibilità ambientale e tecnico-economica dell'intervento può strutturarsi nei seguenti punti:

1. Analisi dei vincoli e del quadro normativo;
2. Sopralluogo tecnico;
3. Analisi della risorsa eolica, definizione del layout, stima della producibilità;
4. Valutazione preliminare della trasportabilità;
5. Valutazione economica;
6. Valutazione delle tempistiche.

Lo studio di fattibilità per un intervento di repowering ha sempre come punto di inizio l'analisi approfondita dei vincoli normativi e tecnici presenti nell'area oggetto dell'intervento.

A valle dello studio del sito dal punto di vista dei vincoli, è necessario un sopralluogo con lo scopo di valutare in prima istanza la morfologia del territorio, studiare la condizione delle opere civili esistenti e di identificare il punto di connessione più vicino (valutando l'utilizzabilità della sottostazione elettrica esistente).

Il terzo step dello studio è l'analisi della risorsa eolica al fine di condurre una valutazione preliminare del layout (anche in base ai vincoli identificati) e la stima della producibilità del nuovo impianto sulla base degli aerogeneratori commercialmente disponibili in un orizzonte temporale compatibile e coerente con l'iter autorizzativo. Per questa fase, è molto importante il contributo relativo all'ottima conoscenza dell'operatore della risorsa eolica di sito, acquisita negli anni di produzione e manutenzione dell'impianto. Parallelamente è da condursi un'analisi dettagliata della trasportabilità dei nuovi aerogeneratori, dal porto più vicino fino all'impianto. Dalla cartografia e dalle immagini satellitari vengono studiate ed analizzate le principali ipotesi di tragitto.

Una volta delineato il quadro generale dell'impianto attualmente in esercizio ed identificati gli interventi principali necessari per effettuare il repowering, la sostenibilità del progetto viene valutata in prima approssimazione stimando il costo da sostenere per la realizzazione dell'intervento. Una volta stabilite tutte le voci del flusso di cassa (incluso ovviamente i ricavi dalla vendita dell'energia), vengono calcolati i principali parametri economici e finanziari (VAN e TIR) che caratterizzano la fattibilità economica dell'intervento. Gli studi preliminari si concludono quindi con una valutazione delle tempistiche previste per eseguire tutti gli interventi necessari, dalle attività svolte in fase autorizzativa a quelle di smantellamento, fino all'installazione e lo start-up.

Attestata positivamente la fattibilità ambientale e tecnico-economica dell'intervento, si passa alla progettazione definitiva di dettaglio.

SCELTA PROGETTUALE: I criteri normativi

L'Art. 32 della Legge 29 luglio 2021, n. 108 detta norme semplificative in materia di Repowering: vengono indicati dei criteri di intervento per la fonte eolica considerati non sostanziali e applicabili nei siti ove è già presente l'impianto, in modo tale da individuare le Aree Idonee introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e semplificare di conseguenza l'iter autorizzativo.

I criteri indicati dall'Art.32 si basano su una proporzione tra le dimensioni delle turbine installate e quelle sostituibili a seguito di Repowering e su una riduzione del numero di aerogeneratori installabili sempre a partire dal diametro e altezza delle turbine.

- **Dimensioni delle turbine eoliche:** come espresso all'Art.32 Comma 1 a), i nuovi aerogeneratori, a fronte di un incremento del loro diametro, devono avere un'altezza massima, intesa come altezza dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale, non superiore all'altezza massima dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente moltiplicata per il rapporto fra il diametro del rotore del nuovo aerogeneratore e il diametro dell'aerogeneratore già esistente. L'altezza massima della macchina nuova $h_{2,max}$ non deve superare quella della turbina esistente h_1 , scalata dal rapporto tra i diametri dei due rotori:

$$h_{2,max} \leq \frac{d_2}{d_1} \cdot h_1 \quad \text{dove} \quad h_{2,max} = \begin{cases} 2.5 \cdot h_1 & \text{se } d_1 \leq 70\text{m} \\ 2 \cdot h_1 & \text{se } d_1 > 70\text{m} \end{cases}$$

Ipotizzando di fare riferimento a valori di diametro del rotore tipici delle attuali applicazioni onshore e dei

modelli di aerogeneratori ad esse dedicati, l'applicazione della formula restituisce quindi il valore limite dell'altezza all'hub da rispettarsi per il progetto di repowering.

L'altezza massima della macchina nuova che si ottiene risulta (come da Capitolo 3, $d_1 = 53$ m, $h_1 = 60$ m + $\left(\frac{53}{2}\right)$ m) = 86,5 m):

$$h_{2\max} = 2,5 \cdot 86,5 = 216,25 \text{ m}$$

Come si vedrà nel Capitolo 5, la scelta dell'Aerogeneratore di Progetto rispetterà abbondantemente tale requisito. Assumendo un valore di diametro del nuovo rotore di 138,25 m (vedersi anche al Capitolo 5 "IL PROGETTO IN SINTESI: gli Aerogeneratori ed il Lay-Out" e i dati di input utilizzati per le simulazioni contenute nello SPA), questo valore di $h_{2\max}$ è decisamente rispettoso del primo vincolo per altezze dell'hub fino a 99 m (altezza che permette di ridurre la superficie necessaria delle piazzole di montaggio)

$$h_{2\max} \leq \frac{d_2}{d_1} \cdot h_1 = \frac{138,25}{53} \cdot 86,5 = 225,63 \text{ m}$$

Infatti, essendo la massima altezza all'hub di progetto pari a 99 m e il massimo diametro di progetto pari a 138,25 m, la massima altezza alla punta della pala di un singolo nuovo aerogeneratore è

$$h_{\max_repowering} = 99 + \left(\frac{138,25}{2}\right) = 168,125 \text{ m} \ll 225,63 \text{ m} = h_{2\max}$$

e quindi significativamente inferiore al limite imposto dalla normativa vigente.

- Numero di turbine eoliche: il numero di turbine deve essere ridotto rispetto all'impianto esistente, $n_2 < n_1$. L'entità di tale riduzione dipende dal rapporto tra le dimensioni dei due layout:

$$n_2 \leq \begin{cases} \min \left[n_1 \cdot \frac{2}{3}; n_1 \cdot \frac{d_1}{(d_2 - d_1)} \right] & \text{se } d_1 \leq 70\text{m} \\ n_1 \cdot \frac{d_1}{d_2} & \text{se } d_1 > 70\text{m} \end{cases}$$

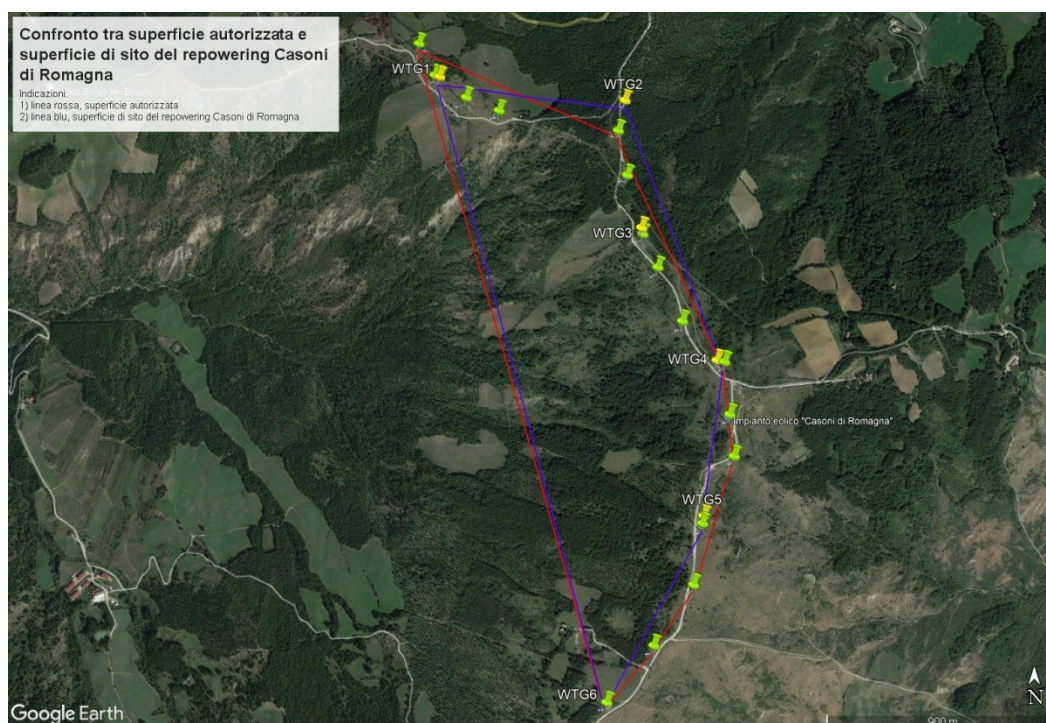
Sempre con riferimento ad un valore d_2 di 138,25 m, la relazione restituisce (come da Capitolo 3, $n_1 = 16$):

$$n_2 \leq \min \left[16 \cdot \frac{2}{3}; 16 \cdot \frac{53}{(138,25 - 53)} \right] = \min[10,7; 9,95]$$

Di conseguenza, il numero massimo di nuovi aerogeneratori non può essere superiore a 10. Anche in questo caso, come riportato al Capitolo 5, la scelta del layout di progetto mostrerà il pieno rispetto di tale requisito, in quanto il numero degli aerogeneratori nel progetto di repowering è pari a 6 e quindi inferiore al limite di 10.

- Area del sito: quest'ultima viene calcolata in base al layout dell'impianto:
 - 1) nel caso di impianti su un'unica direttrice, il nuovo impianto è realizzato sulla stessa direttrice con una deviazione massima di un angolo di 20°, utilizzando la stessa lunghezza più una tolleranza pari al 20% della lunghezza dell'impianto autorizzato, calcolata tra gli assi dei due aerogeneratori estremi, arrotondato per eccesso;
 - 2) nel caso di impianti dislocati su più direttrici, la superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto è al massimo pari alla superficie autorizzata più una tolleranza complessiva del 20%; la superficie autorizzata è definita dal perimetro individuato, planimetricamente, dalla linea che unisce, formando sempre angoli convessi, i punti corrispondenti agli assi degli aerogeneratori autorizzati più esterni).

Nella figura e tabella successiva si riporta la verifica della superficie planimetrica di sito dell'impianto esistente autorizzato e del progetto di repowering.



AREA SITO DELL'IMPIANTO EOLICO		
Superficie autorizzata impianto esistente	1 303 411	m ²
Superficie planimetrica repowering	1 229 440	m ²
Variazione (repowering- esistente)	-73 971	m ²
Variazione percentuale rispetto all'esistente	-5,68	%

Essendo il progetto di repowering "Casoni di Romagna" un impianto dislocato su più direttrici, come indicato al Capitolo 5 nella scelta del layout, la superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto deve risultare minore della superficie precedentemente autorizzata più una tolleranza del 20%.

Come emerge dal calcolo di cui sopra, ottenuto dal layout scelto come descritto nel Capitolo 5, la superficie di progetto del nuovo impianto non solo rientra completamente all'interno dei limiti normativi, ma presenta anche il beneficio di essere persino inferiore (-70 ha circa) alla superficie autorizzata del precedente parco eolico, che consiste in una diminuzione della nuova superficie rispetto a quella autorizzata di circa il 5,68%. Fatto 100% la superficie autorizzata dell'impianto esistente e ricordando la tolleranza prevista nella normativa di +20%, risulta infatti:

$$94,32\% = 100\% - 5,68\% \ll 100\% + 20\% = 120\%.$$

Si può quindi affermare che, in base alla definizione di "sito di impianto eolico" contenuta nel Decreto Legge 1 marzo 2022, n. 17, art. 9 comma 1 lettera b), l'intervento di repowering è realizzato nello stesso sito dell'impianto eolico esistente.

In conclusione, in base al quadro normativo di riferimento indicato nel Capitolo 1 e richiamato sopra, il progetto di repowering dell'impianto eolico Casoni di Romagna, siccome soddisfa tutte queste condizioni (numero di aerogeneratori, altezza massima, sito di impianto), è un **intervento non sostanziale** da sottoporre alla disciplina di cui all'articolo 6 comma 11 del D.Lgs 28/2011; inoltre, in relazione al D.Lgs 199/2021 art.20 comma 7 lettera a), il sito del progetto di repowering è **un'area idonea** in quanto il progetto stesso è non sostanziale e localizzato in un sito dove è già installato un impianto della stessa fonte.

SCELTA PROGETTUALE: la taglia e il numero degli Aerogeneratori

Le ragioni dietro alla scelta della taglia ottimale e del numero di aerogeneratori prevedono di analizzare:

- i criteri e i vincoli progettuali derivanti dal quadro normativo di riferimento
 - la producibilità delle diverse taglie di Aerogeneratori, oggi disponibili sul mercato, in relazione alle caratteristiche anemologiche del Sito
 - la dimensione geografica del sito e la sua morfologia
 - la trasportabilità dei componenti in relazione alle strade di accesso al Sito
- al fine di individuare quali taglie di Aerogeneratore possano rendere sostenibile il Progetto.

Analizzato un Sito potenziale relativamente alle sue caratteristiche: anemologiche, ambientali, orografiche, geotecniche, di accessibilità e connettività (caratteristiche riassunte nel capitolo 2), la prima scelta progettuale da affrontare è quella della:

- **Individuazione della taglia/dimensione ottimale dell'Aerogeneratore** - (Aerogeneratore o "Wind Turbine Generator", WTG).

Questa non è una scelta solamente tecnica (caratteristiche anemologiche) ed economica (massimizzazione rapporto produzione/investimento).

Questa è una precisa scelta di "Bilanciamento degli interessi", nella filosofia indicata al paragrafo precedente. Ed è una scelta che nasce dalla conoscenza di dettaglio di tutte le caratteristiche del sito.

È oggi opinione diffusa che la massimizzazione dei benefici (produzione) con contestuale contenimento dei costi e degli impatti ambientali, si ottenga principalmente grazie all'utilizzo di aerogeneratori della massima taglia disponibile.

Questa è vera in prima approssimazione, e trova indubbiamente facile riscontro nella pratica; è infatti in generale vero che:

- a parità di potenza installata, aumentando la taglia degli aerogeneratori e diminuendone il numero, si ottengono valori di produzione di energia attesa superiori con costi (sia di investimento che di esercizio) pari od inferiori;
- a parità di potenza installata, aumentando la taglia degli aerogeneratori e diminuendone il numero, si ottengono valori di produzione di energia attesa superiori con impegno di territorio uguale od inferiore;
- a parità di potenza installata, aumentando la taglia degli aerogeneratori e diminuendone il numero, si ottengono skyline più gradevoli e percezioni visive di minor disturbo;
- la riduzione del numero di aerogeneratori riduce complessivamente le emissioni acustiche.

Il tema è però più complesso in quanto le variabili, e le dimensioni, in gioco sono più numerose: non entrano in gioco solo taglia di potenza e numero degli aerogeneratori, ma anche l'altezza, la dimensione del rotore e la potenza del generatore rispetto alla dimensione del rotore e, infine, la dimensione dell'area del sito dotata di sufficiente ventosità e la sua morfologia.

Per individuare la taglia più corretta si è perciò proceduto per approssimazioni successive. I criteri attuali utilizzati dal Proponente per la valutazione della sostenibilità economica del progetto, considerano la

valutazione della producibilità di un parco eolico mediante la stima della produzione energetica annua P75.

SCELTA PROGETTUALE: l'Aerogeneratore di progetto

L'Aerogeneratore di Progetto, i perché della scelta vanno valutati in funzione di:

- Caratteristiche anemologiche;
- Caratteristiche geomeccaniche;
- Percezione visiva;
- Trasportabilità;
- Minimizzazione delle aree di cantiere

Altezza all'Hub

L'altezza dell'hub è un importante driver sia per la produzione che per la percezione visiva dell'impianto.

Relativamente alla produzione, vi è innanzitutto da ricordare che l'energia cinetica del vento potenzialmente convertibile prima in energia meccanica e poi in energia elettrica è pari al 59,26% (teorema di Betz) dell'Energia cinetica contenuta nel vento che attraversa il rotore, a sua volta pari a:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Quindi l'Energia utilizzabile è proporzionale alla potenza terza della velocità; di conseguenza variazioni anche modeste della velocità inducono variazioni molto più grandi (ad esempio: ad incrementi del 10% nella velocità corrispondono incrementi potenziali del 33% di energia).

Come abbiamo visto al paragrafo "IL SITO di Casoni di Romagna: caratteristiche Anemologiche", la velocità media misurata è risultata pari a circa 5,4 m/s. In realtà, a causa delle interazioni tra la massa di aria in movimento e il suolo o altri potenziali ostacoli, l'intensità del vento aumenta con la distanza verticale dal terreno. È quindi molto importante conoscere il "wind shear" di un sito, ossia l'aumento di velocità del vento al crescere dell'altezza.

Scelta della dimensione del Rotore

Fissata l'altezza dell'Aerogeneratore di Progetto orientativamente fra gli 80 e i 100 metri per i motivi sopra esposti, va valutata con attenzione la dimensione ottimale del rotore.

Va infatti tenuto ben presente che, data la ventosità di un sito, la produzione è un preciso legame funzionale della dimensione del rotore, secondo una legge quadratica; ricordiamo ancora:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Dove A è la "Area spazzata dal rotore", cioè l'area contenuta dal perimetro del rotore ($A = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot \text{diametro rotore}^2$).

Quindi diametri di rotore doppi consentono, in prima approssimazione, produzioni quadruple.

È evidente quindi l'interesse, a parità di altezza dell'hub, di ricorrere a diametri di rotore quanto più grandi possibile.

È però evidente a tutti che gli aerogeneratori sono oggetti di grandissima dimensione e che la loro percezione visiva risulta gradevole o almeno accettabile solo se:

- il numero degli aerogeneratori è contenuto e viene quindi evitato l'effetto "selva";

- la disposizione degli aerogeneratori è ordinata;
- le interdistanze fra aerogeneratori sono corrette e più possibili omogenee.

È evidente a tutti che gli aerogeneratori sono oggetti di grandissima dimensione e che la loro percezione visiva risulta gradevole o almeno accettabile solo se:

- il numero degli aerogeneratori è contenuto e viene quindi evitato l'effetto "selva";
- la disposizione degli aerogeneratori è ordinata;
- le interdistanze fra gli aerogeneratori sono corrette e più possibili omogenee.

Scelta della taglia del generatore elettrico

Individuati l'altezza dell'hub e del diametro del rotore è opportuno approfondire il tema della taglia del generatore elettrico.

Fissata la dimensione del rotore, e con questa l'energia cinetica convertibile in meccanica, la scelta della taglia del generatore individua esattamente la limitazione della potenza meccanica convertibile in potenza elettrica; qualsiasi taglia del generatore è di per se infatti una limitazione superiore alla potenza convertibile, limitazione che scatta alle ventosità superiori; potenze di generatore via via superiori (a parità di rotore) determinano perciò aumenti della produzione annua, ma secondo una legge non lineare che, nella sua parte superiore, diventa orizzontalmente asintotica.

Infatti, al crescere della potenza del generatore sono sempre meno percentualmente le ore annue di vento che hanno una intensità tale da poter usufruire (non essendo "limitate") dalla maggior convertibilità in energia elettrica determinate da maggiori potenze del generatore. In altre parole: aumentando la taglia del generatore a parità di sito e di rotore, si determina sempre un aumento di produzione annua, ma tale beneficio è percentualmente via via inferiore al crescere dell'entità della potenza stessa.

Di converso aumentando taglia del generatore elettrico (e conseguentemente dell'eventuale moltiplicatore di giri), crescono sia i costi di investimento di questa parte dell'aerogeneratore.

Sotto il profilo ambientale invece la taglia del generatore elettrico è praticamente ininfluenza in quanto non modifica né l'entità dei lavori e dei movimenti terra necessari alla realizzazione dell'opera, né la percezione visiva (stiamo infatti ragionando a parità di dimensioni geometriche) e nemmeno sensibilmente l'impatto acustico.

Va quindi nuovamente considerata la caratterizzazione anemologica del sito per valutare correttamente i guadagni di produzione ottenibili aumentando la potenza del generatore elettrico per raffrontarli con l'aumento dell'investimento.

È evidente che a parità di sostenibilità economica è preferibile aumentare la taglia per conseguire maggiori benefici ambientali di produzione da fonte rinnovabile a parità di impatti ambientali locali.

Nel capitolo 5 vengono descritte nel dettaglio:

- le caratteristiche dell'"Aerogeneratore di Progetto" di cui si chiede l'autorizzazione;
- i modelli di Aerogeneratori oggi in commercio che rientrano nelle caratteristiche di Progetto;

SCelta PROGETTUALE: l'Area di Impianto, il lay-out degli Aerogeneratori

L'Area energeticamente interessante è costituita da un crinale suddiviso in due sottocrinali con direzione prevalente N-S

Viene poi valutato il lay-out ottimale di Impianto, confrontando tutte le possibili, sotto il profilo geotecnico, posizioni degli aerogeneratori e scegliendo quelle che consentono il miglior impatto visivo, l'ottimizzazione della produzione, le minori perdite di scia, l'ottimizzazione e il recupero delle opere relative all'impianto esistenti (piazzole di montaggio).

Il Lay-Out ottimale di Impianto frutto delle scelte prevedrà: 6 aerogeneratori disposti ordinatamente.

L'individuazione precisa dell'Area di Impianto e soprattutto la definizione esatta e precisa della posizione

di installazione degli Aerogeneratori (Lay-out) è una scelta fondamentale del Progetto.

Area di Impianto

Dal momento che il progetto e le relative scelte riguardano un intervento di Repowering di un impianto già esistente ed operativo, la selezione delle posizioni degli Aerogeneratori è stata guidata in primis dall'obiettivo di minimizzare l'impatto delle nuove opere cercando di ricorrere quanto più possibile all'utilizzo delle opere esistenti (posizionamento degli aerogeneratori sulle piazzole esistenti e lungo le piste di sito attualmente utilizzate).

L'Area deve essere interamente percorribile poiché è necessario raggiungere tutte le piazzole e fondazioni che devono prevedere le caratteristiche geotecniche adeguate.

Contemporaneamente tutta l'Area deve essere caratterizzata da un buon potenziale della risorsa eolica.

Il fatto di aver già realizzato un impianto eolico nell'area fa sì che la conoscenza dei dati base sia decisamente superiore a quanto normalmente raccolto per la redazione di un progetto ex-novo. Di norma per poter definire l'Area di Impianto è necessario conoscere:

- orografia del sito e relative caratteristiche geomeccaniche (rilievi specifici arricchiti in questo caso dai dati geotecnici acquisiti pre, durante e post realizzazione esecutiva dell'impianto esistente);
- modello numerico tridimensionale della risorsa eolica del sito, i cui esiti siano sintetizzati in una mappa tematica della risorsa eolica dell'Area, in questo caso arricchita dai dati di vento e di produzione effettiva delle singole macchine attualmente in esercizio.

A partire da questi dati è necessario “fare i conti”, ossia tenere presente alcuni vincoli tecnici:

- raggi curvatura planimetrici minimi delle piste (per consentire il trasporto delle Pale);
- raggi di curvatura altimetrici minimi (profili) delle piste;
- pendenze massime ammissibili delle piste.

Oltre a ciò, ovviamente, la necessità di una disposizione quanto più omogenea fra gli Aerogeneratori, in modo da apprezzarne una percezione armonica dai principali con visuali e limitare quanto più possibile le perdite di scia e le interferenze reciproche.

Lay-Out degli Aerogeneratori

Il Lay-Out degli Aerogeneratori è una delle scelte più qualificanti del Progetto, e va effettuata avendo a disposizione tutti i dati di dettaglio del Sito precedentemente già richiamati (ottenuti sia attraverso nuove campagne d'indagine che dalla progettazione e soprattutto dalle indagini geologiche e geognostiche effettuate per la realizzazione dell'impianto precedente) e tutti i vincoli tecnici, fra i quali:

- minimo utilizzo di nuove aree rispetto a quelle già utilizzate per l'impianto esistente (preferibile il riutilizzo delle aree già destinate a piazzola di montaggio);
- raggi curvatura planimetrici minimi delle piste (per consentire il trasporto delle Pale);
- raggi di curvatura altimetrici minimi (profili) delle piste;
- pendenze massime ammissibili delle piste;
- dimensione delle piazzole minime necessarie per la installazione della gru e per il montaggio degli aerogeneratori;
- sollecitazioni indotte dalle fondazioni degli Aerogeneratori;
- Interdistanza minima tra gli aerogeneratori legata a fenomeni di interferenza aerodinamica.

Fasi di definizione del Lay-out definitivo:

1. grazie alla restituzione di dettaglio dell'orografia (curve di livello) è stato possibile: progettare/rivedere tutte le piste necessarie a collegare gli aerogeneratori fra loro e alla viabilità di accesso;
2. grazie alla definizione dei parametri geotecnici dei terreni sono state definite le pendenze ammissibili delle scarpate dei rilevati in modo tale da poter procedere al disegno di piazzole tipo. Con questi dati è stato possibile individuare tutte le posizioni potenziali dove installare gli aerogeneratori, e fra queste quelle dove la stabilità delle fondazioni fosse garantita con ampio margine;
3. fra queste posizioni potenziali individuare quelle "preferibili", ovvero le soluzioni che permettano il maggior riutilizzo delle aree già destinate a piazzola nell'impianto esistente garantendo movimenti terra e opere di stabilizzazione dei rilevati più contenute;
4. grazie al modello numerico tridimensionale della risorsa energetica eolica, realizzato con il software WindPro, e grazie alla generazione automatica di "foto inserimenti", sempre su WindPro, è stato possibile: scegliere le posizioni degli aerogeneratori, fra quelle individuate come "preferibili" di cui al punto precedente, che minimizzassero le "perdite di scia" dell'impianto, e conferissero una "Visione di insieme" dell'impianto più gradevole ed armonica.

Alla luce delle considerazioni descritte e come esposto nel dettaglio al Capitolo 5 "PROGETTO DI REPOWERING: descrizione sintetica delle Opere di Progetto" e negli elaborati grafici a corredo, il lay-out di progetto scelto è risultato costituito da 6 aerogeneratori disposti ordinatamente come riportato nella figura seguente.

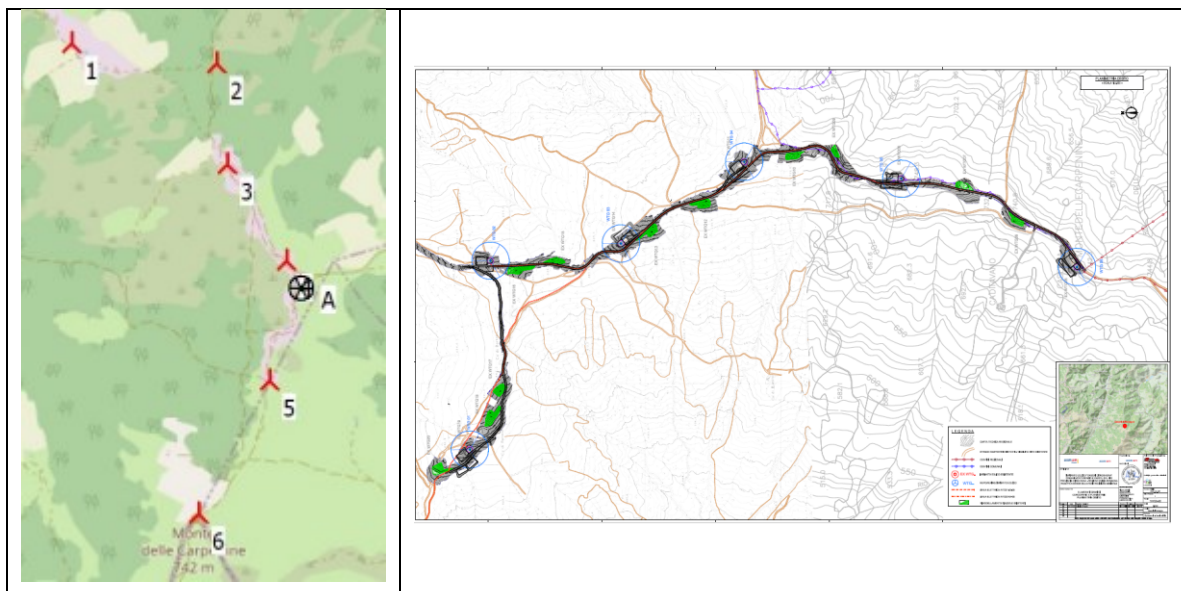


Figura 13: Lay-out del progetto di repowering

SCELTA PROGETTUALE: Ottimizzazione della progettazione di piste e piazzole, riutilizzo delle opere esistenti e nuove opere

Ottimizzazione del progetto di piste e piazzole.

È stata ricercata per tentativi la soluzione che, fra tutte quelle che ottemperano ai vincoli normativi e tecnici, ha garantito il miglior bilanciamento degli interessi attraverso alcuni driver, alcuni di essi specifici per la natura del progetto:

ottimizzazione e recupero di alcune delle opere dell'impianto esistente, minimizzazione del materiale a discarica, riallocazione in sito dei terreni, minimizzazione della percezione visiva.

Una volta individuato il Lay-Out ottimale degli Aerogeneratori (fase descritta nel Paragrafo precedente), è necessario procedere alla Progettazione di dettaglio delle Opere Civili, ed in particolare delle Piste e delle Piazzole.

Ovviamente fra le due fasi intercorre un processo iterativo di ri-ottimizzazione della prima a seguito delle risultanze della seconda e viceversa.

Dati, obbiettivi, driver e metodologia di progettazione

La progettazione delle opere “Civili - stradali”, costituite da: piste, piazzole, aree di lavoro temporanee è un affinamento importante del progetto, in grado di migliorare la percezione finale visiva delle opere civili dell’impianto. Anche questa parte della progettazione è iterativa e deve tenere conto:

1. dei molti vincoli tecnici, fra i quali quelli richiamati precedentemente ed altri ulteriori:
 - raggi curvatura planimetrici minimi delle piste (per consentire il trasporto delle Pale);
 - raggi di curvatura altimetrici minimi (profili) delle piste;
 - pendenze massime piste con superficie arido e con superficie in cls;
 - dimensione delle piazzole minime necessarie per la installazione della gru e per il montaggio degli aerogeneratori;
 - caratteristiche geomeccaniche dei terreni e conseguenti pendenze massime dei rilevati;
 - pendenze dei pendii esistenti;
 - verifiche di stabilità dei pendii;
 - verifiche di stabilità delle fondazioni;
2. dei dati di dettaglio orografici e geotecnici raccolti ed elaborati sia attraverso nuove campagne d’indagine che dalla progettazione e soprattutto dalle indagini geologiche e geognostiche effettuate per la realizzazione dell’impianto precedente
3. Infine, necessita anche di una funzione obiettivo, di conseguenti “driver progettuali” e di approcci metodologici.

La funzione obiettivo è quella già enunciata: il “bilanciamento degli interessi”, nel caso specifico economici ed ambientali.

I “driver progettuali” adottati per garantire il bilanciamento degli interessi sono stati i seguenti:

- riutilizzo delle opere esistenti (piste e piazzole);
- minimizzare o azzerare il materiale da portare a discarica;
- limitare le opere di sostegno dei piedi dei rilevati;
- riallocare sul sito il materiale di qualità proveniente dagli scavi;
- minimizzare il numero di trasporti di materiale (verso sito e dal sito);

L’approccio metodologico adottato è stato quello della iterazione dei processi: si è scelto il complesso di scelte progettuali che si è ritenuto meglio rispondere all’obbiettivo di “bilanciamento degli interessi”.

Per la progettazione di dettaglio e le scelte finali si è proceduto come di seguito:

- a partire dalla strada di accesso è stato affinato il progetto delle piste redigendo i profili esistenti e di progetto in relazione alle posizioni esatte degli aerogeneratori;
- si è proceduto a progettare le piazzole, a fianco delle fondazioni, nelle posizioni che minimizzassero nuovi scavi e soprattutto nuovi rilevati;
- è stato scelto l’utilizzo di una gru telescopica che necessita di spazi di montaggio minori per realizzare le piste di montaggio rispetto ad una gru con braccio tralicciato, con minori interventi di movimento terra;

- si sono effettuate tutte le verifiche delle pendenze e si è effettuato il computo dei volumi degli scavi, dei rilevati e degli esuberi.

Sono di conseguenza state individuate e confrontate diverse soluzioni per la riallocazione in sito dei terreni in esubero.

Come esposto al Capitolo 5 “PROGETTO DI REPOWERING: descrizione sintetica delle Opere di Progetto” e negli elaborati grafici e relazioni tecniche collegate, gli obiettivi descritti di recupero delle opere previste e di ottimizzazione del lay-out di sito, hanno consentito il posizionamento delle piazzole di montaggio nella quasi totalità (5 piazzole su 6) nelle aree già adibite a tale funzione per l'impianto esistente, consentendo di limitare di rimando le opere di sostegno da prevedere in sede di progettazione definitiva ed esecutiva.

SCELTA PROGETTUALE: Dimensionamento e tipologia Fondazioni

La fase progettuale di dimensionamento delle fondazioni ha come input fondamentali i parametri geotecnici al fine di ricavare i dati guida per la scelta delle caratteristiche tecniche delle stesse:

- Analisi delle sollecitazioni a base torre dei diversi modelli di Aerogeneratori.
- Individuazione dei carichi più gravosi.
- Individuazione delle fondazioni su cui è opportuno prevedere il plinto su pali.

Osserviamo la grande dispersione dei dati ed il conseguente margine di miglioramento a valle della scelta del modello di Aerogeneratore.

Le ragioni delle scelte operate in merito al dimensionamento e alla tipologia delle fondazioni da adottare dipendono da una serie di dati in input, qui sotto nell'ordine riportati e frutto delle analisi precedenti (in primis delle indagini geotecniche), vincoli normativi, processi di calcolo.

Caratteristiche Geomeccaniche dei terreni assunte per il dimensionamento

A partire dalla Relazione Geotecnica si sono assunti come input i seguenti parametri geotecnici che caratterizzano il sito su cui insiste l'impianto:

PARAMETRI GEOTECNICI CARATTERISTICI						
Strato	Z iniziale	Z finale	γ_k	ϕ'_k	c'_k	cu_k
	<i>m</i>	<i>m</i>	<i>kN/m³</i>	<i>°</i>	<i>kPa</i>	<i>kPa</i>
I	0	2	18	21	2	50
II	2	6	20	26	5	110
III	6	inf.	21	28	10	250

In cui:

- γ_k *Peso di volume*
 ϕ'_k *Angolo di attrito interno*
 c'_k *Coesione efficace*
 cu_k *Coesione non drenata*

Figura 14: Unità litologiche individuate e relative caratteristiche geotecniche

Il modello geotecnico può essere rappresentato da tre unità litologiche così definibili: Coltre eluviale (unità I) che si sovrappone alle Argilliti ascrivibili al substrato alterato (unità II), sino ai litotipi ascrivibili al substrato più profondo e inalterato (unità III). Come già emerso, tali classi sono caratterizzate da proprietà geotecniche uniformi e risultano riscontrabili anche in senso laterale.

Naturalmente le classi esposte presentano caratteristiche geotecniche in miglioramento dall'alto verso il basso (angoli di attrito in primis).

Sollecitazioni sismiche

Ai fini della verifica sismica, con riferimento al D.M. 17 gennaio 2018, sono stati considerati i seguenti dati di base dei dimensionamenti:

- vita nominale dell'opera strutturale VN = 50 anni
- classe d'uso II CU = 1
- suolo di tipo B SS = 1,2
- categoria topografica T3 ST = 1,2

Come riportato di seguito, dal confronto tra le sollecitazioni flettenti e il rapporto tra flessione e azione assiale alla base della torre in condizioni d'esercizio (non sismiche) e in condizioni sismiche, emerge come la sollecitazione sismica non sia assolutamente determinante per il dimensionamento rispetto alla sollecitazione Vento.

Load case	Fz [kN]	Mxy [kNm]	e = Mxy / Fz [m]
Involuppo	-9100	188000	20.66
Fornitore 1	-8151	167900	20.60
Fornitore 2 - Aero 1	-4430	113700	25.67
Fornitore 2 - Aero 2	-5411	117000	21.62
Fornitore 2 - Aero 3	-6853	147900	21.58
Fornitore 3	-7241	187282	25.86

Sollecitazioni sismiche SLV	Fz [kN]	Mx [kNm]	My [kNm]	Mxy [kNm]	e = Mxy / Fz [m]
SLV (X + 0.3Y)	-7076	9063	30211	31541	4.46
SLV (0.3X + Y)	-7076	30211	9063	31541	4.46

Figura 15: Confronto delle sollecitazioni sismiche con i carichi in esercizio

Si è provveduto a raccogliere, per i modelli di Aerogeneratori oggi disponibili sul mercato rientranti nelle caratteristiche dell'Aerogeneratore di Progetto, i tipologici delle fondazioni e, soprattutto, le sollecitazioni a base Aerogeneratore:

Carichi dovuti al vento e al peso della torre e della turbina:

Load case	γ_{aero} [-]	γ_{masse} [-]	Fx [kN]	Fy [kN]	Fxy [kN]	Fz [kN]	Mx [kNm]	My [kNm]	Mxy [kNm]	Mz [kNm]
Inviluppo	1.10	1.10	0	0	1500	-9100	0	0	192650	-17000
Fornitore 1	1.35	1.35	0	0	1440	-8151	0	0	172364	-16950
Fornitore 2 - Aero 1	1.35	1.35	0	0	1031	-4430	0	0	116896	-11260
Fornitore 2 - Aero 2	1.35	1.35	0	0	943	-5411	0	0	119923	-7146
Fornitore 2 - Aero 3	1.35	1.35	0	0	1142	-6853	0	0	151440	-16546
Fornitore 3	1.10	1.10	0	0	1487	-7241	0	0	191892	1899

Carichi dovuti al peso della fondazione e del terreno:

Load	Fx [kN]	Fy [kN]	Fxy [kN]	Fz [kN]	Mx [kNm]	My [kNm]	Mxy [kNm]	Mz [kNm]
peso calcestruzzo	0	0	0	-21371	0	0	0	0
peso terreno	0	0	0	-6593	0	0	0	0
Wc+Ws	0	0	0	-27963	0	0	0	0

Figura 16: Carichi ultimi alla base della fondazione

Load case	γ_{aero} [-]	γ_{masse} [-]	Fx [kN]	Fy [kN]	Fxy [kN]	Fz [kN]	Mx [kNm]	My [kNm]	Mxy [kNm]	Mz [kNm]
Inviluppo	1.1	1.1	0	0	1500	-39860	0	0	192650	-17000
Fornitore 1	1.35	1.35	0	0	1440	-45902	0	0	172364	-16950
Fornitore 2 - Aero 1	1.35	1.35	0	0	1031	-42181	0	0	116896	-11260
Fornitore 2 - Aero 2	1.35	1.35	0	0	943	-43162	0	0	119923	-7146
Fornitore 2 - Aero 3	1.35	1.35	0	0	1142	-44604	0	0	151440	-16546
Fornitore 3	1.1	1.1	0	0	1487	-38001	0	0	191892	1899

Figura 17: Carichi totali alla base della fondazione

Dimensionamento fondazioni

Sulla base delle caratteristiche geomeccaniche dei terreni, dell'analisi dei carichi più gravosi e delle sollecitazioni indotte dai diversi modelli di Aerogeneratori, è stato possibile eseguire il dimensionamento delle fondazioni. Ciò è stato svolto sia utilizzando le sollecitazioni "inviluppo" fra i diversi modelli, sia, poi, riverificando il corretto dimensionamento in relazione a ciascun singolo modello e ai carichi più gravosi.

E' stato quindi possibile definire le caratteristiche geometriche delle fondazioni di progetto, come meglio dettagliato al Capitolo 5 "PROGETTO DI REPOWERING: descrizione sintetica delle Opere di Progetto".

Fondazioni dirette e fondazioni indirette

Alla luce degli input in termini di carichi e caratteristiche geotecniche, le scelte progettuali valutano pertanto quando opportuno o necessario adottare per il plinto fondazioni dirette (o superficiali) piuttosto

che fondazioni indirette (o profonde).

Come esposto al Capitolo 5 “PROGETTO DI REPOWERING: descrizione sintetica delle Opere di Progetto” e negli elaborati grafici allegati, le scelte progettuali hanno portato a preferire per 4 WTG su 6 l'adozione di fondazioni profonde.

Tabella 4: Riepilogo delle tipologie di fondazioni per gli aerogeneratori di progetto

26 + 13 PALI TRIVELLATI Ø800mm

POS. N°	INCLINAZIONE	RAGGIO	ANGOLO
da 1 a 26	5° – ESTERNO	10.35m	14°
da 27 a 39	VERTICALE	7.95m	28°

WTG	TIPOLOGIA FONDAZIONE	SPESSORE MAGRONE (m)	LUNGHEZZA I° CORONA PALI (m)	LUNGHEZZA II° CORONA PALI (m)
WTG01	SUPERFICIALE	0.20	–	–
WTG02	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG03	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG04	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG05	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG06	SUPERFICIALE	0.20	–	–

Le risultanze dei dimensionamenti sono illustrate al Capitolo 5 e agli elaborati:

RTC	003	00	RELAZIONE DI CALCOLO
TPC	091	00	FONDAZIONI AEROGENERATORI: CARPENTERIE PIANTE, SEZIONI E PARTICOLARI

SCELTA PROGETTUALE: Opere di sostegno e verifiche stabilità pendii

Criteri di dimensionamento delle opere accessorie: scarpate, fronti di scavo, piccole opere di sostegno, ...
 Esiti e descrizione delle Opere accessorie.

Protezione e presidi dei riporti

Al piede dei riporti che si determineranno sono valutate, in funzione della specifica situazione morfologica ed orografica dei comparti, diverse tipologie di opere con finalità di protezione o, se necessario, di presidio strutturale.

In particolare, per le piazzole di montaggio le scelte progettuali prevedono di valutare tipicamente le seguenti tipologie di sostegno:

- A - nessuna opera di sostegno;
- B - gabbionata ad uno o più ordini su fondazioni dirette;
- C – diaframma su micropali e/o pali o gabbionata su fondazioni indirette

Rete Idrografica

Ai fini del mantenimento della stabilità dei pendii, o, dove possibile, del miglioramento della situazione ex-ante, è assolutamente necessario curare con grande attenzione la raccolta delle acque meteoriche ed il loro conferimento nella rete idrografica esistente.

Gli aerogeneratori sono distribuiti lungo il crinale e per questo, a lavori ultimati, le acque meteoriche delle

piazzole saranno recapitate attraverso fossetti nei reticoli idrografici naturali.

Il reticolo idrografico presenta una rete di tipo sub-parallelo, caratterizzata da tributari paralleli fra loro, che si gettano nei collettori principali (Idice e Sillaro) secondo angoli prossimi ai 90°.

Gli elaborati seguenti indicano le soluzioni adottate:

TPP	033	00	PLANIMETRIA DI SOVRAPPOSIZIONE CON LA RETE IDROGRAFICA ESISTENTE
-----	-----	----	--

SCELTA PROGETTUALE: Strada di Accesso al sito

<p>Sono state studiate il dettaglio delle due alternative di accesso al Sito. E' stato scelto il tracciato che minimizza gli interventi di adeguamento previsti sia in termini ambientali sia di costi degli interventi.</p>
--

Le figure seguenti riportano i due percorsi di accesso valutati (rosso e blu) e la strada di Sito (verde).

Gli interventi su queste viabilità sono finalizzati a rendere percorribile l'itinerario individuato da parte dei mezzi adibiti al trasporto delle componenti degli aerogeneratori e delle attrezzature da cantiere. In particolare, occorre garantire spazi adeguati al passaggio e alla manovra degli automezzi per trasporti eccezionali necessari alla movimentazione delle pale, dei conci in acciaio delle torri e della navicella degli aerogeneratori.

Per quanto riguarda gli interventi di adeguamento, essi sono tipicamente progettati nel rispetto dei vincoli tecnici, operativi e ambientali, al fine di:

- utilizzare al massimo strade e piste esistenti;
- mantenere minimi i raggi di curvatura planimetrici delle piste per consentire l'accesso dei mezzi che trasportano le pale;
- mantenere minimi i raggi di curvatura verticali delle piste per consentire il transito dei mezzi pesanti;
- mantenere minime, per quanto possibile, le pendenze degli assi viari;
- garantire adeguate caratteristiche geomeccaniche dei terreni dei rilevati che si dovessero creare;
- minimizzare l'esubero di materiale di scavo;
- garantire la fruibilità dei futuri lavori di mantenimento e manutenzione dell'impianto;
- Migliorare la viabilità in modo da renderla fruibile anche dopo la realizzazione dell'impianto per la collettività, rendendola più sicura e durabile anche in relazione alle frane esistenti in alcuni tratti della strada esistente.

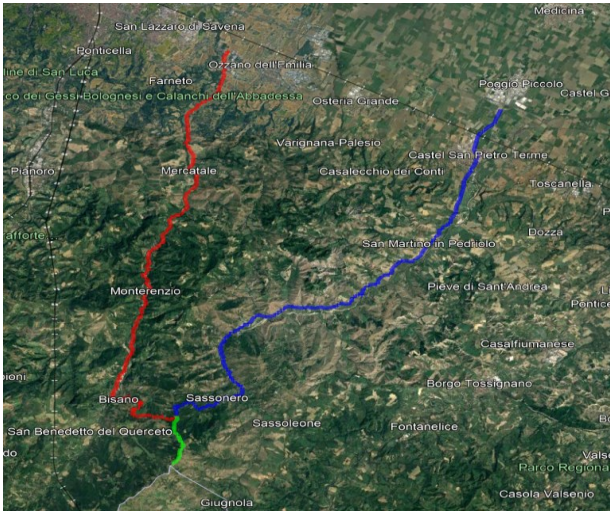


Figura 18: Alternative per la viabilità di accesso al sito (valli Idice e Sillaro)

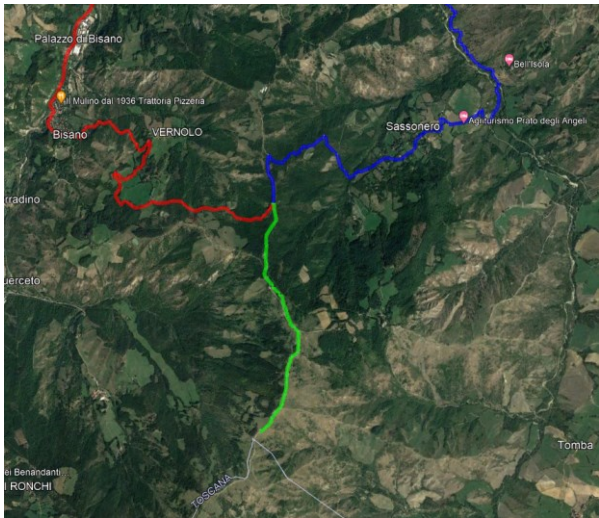


Figura 19: Dettaglio viabilità di sito

Le valutazioni delle opzioni a disposizione hanno mostrato come il percorso che risale la valle dell'Idice non possa essere realmente considerata una alternativa progettuale per quanto concerne il trasporto dei componenti dei nuovi aerogeneratori dal momento che richiederebbe modifiche ed adeguamenti non sostenibili dal punto di vista ambientale e tecnico-economico, lasciando pertanto la soluzione lungo il torrente Sillaro l'unica percorribile

Le valutazioni sulla logistica e sui trasporti hanno anche riguardato l'analisi relativa alla fase di dismissione dell'attuale impianto per l'allontanamento dei componenti degli aerogeneratori esistenti (Enercon E53), che prevedono requisiti di ingombro e adeguamento stradale decisamente più contenuti e riscontrabili anche lungo il percorso che segue il Torrente Idice.

Nel Capitolo 5 sono riassunti gli output delle soluzioni scelte a valle delle considerazioni e degli obiettivi descritti. Il tutto come descritto poi dettagliatamente nelle relazioni:

RTC	004	00	RELAZIONE LOGISTICA E TRASPORTO WTG
RTC	008	00	RELAZIONE TECNICA VIABILITÀ DI ACCESSO
RTC	009	00	RELAZIONE TECNICA VIABILITÀ PER DISMISSIONE IMPIANTO EOLICO ESISTENTE

E negli elaborati:

TPP	031	00	PLANIMETRIA VIABILITÀ DI ACCESSO – TAV. 1
TPP	032	00	PLANIMETRIA VIABILITÀ DI ACCESSO – TAV. 2
TPP	036	00	PLANIMETRIA VIABILITÀ PER DISMISSIONE IMPIANTO ESISTENTE

SCELTA PROGETTUALE: il punto di connessione alla Rete Trasmissione Nazionale

Il punto di connessione dell’Impianto eolico alla RTN sarà mantenuto presso la Sottostazione Elettrica “San Benedetto del Querceto”.

Tutti gli impianti di generazione di EE con potenza superiore a 10 MW necessitano di essere connessi sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La connessione avviene preferendo il punto di connessione già esistente che risulta adeguato per sopportare l’aumento di potenza immessa in rete essendo in un nodo di alta tensione.

In questo caso, data la natura del progetto di repowering, la scelta progettuale, in termini di minimizzazione degli impatti ambientali, economici e sociali (ed anche in ottica di un sano “buon senso” progettuale) non può che essere quella di mantenere il punto di connessione alla RTN dell’impianto esistente e di prevedere ed analizzare soltanto gli adeguamenti necessari alle linee elettriche di connessione e alle opere elettriche di utente per la connessione in sottostazione. Entrambi gli adeguamenti risultano necessari in relazione alla mutata potenza installata dell’impianto eolico.

La soluzione Progettuale finalizzata all’ottimizzazione e al massimo riutilizzo dei componenti presenti (su tutti vedi cavi elettrici di connessione) viene descritta nelle Relazioni ed Elaborati seguenti:

RTC	070	00	RELAZIONE DESCRITTIVA DELLE OPERE ELETTRICHE
TPP	071	00	PLANIMETRIA DELLE LINEE ELETTRICHE SU CTR
TPP	072	00	SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE

La soluzione Progettuale adottata per la connessione è poi specificatamente descritta nel:

Capitolo 5 “IL PROGETTO: DESCRIZIONE DI SINTESI”

SCELTA PROGETTUALE: Le linee elettriche di connessione e fibra ottica

Per la connessione degli aerogeneratori all’Impianto di Utente è necessario posare nuove linee elettriche e risulta conveniente mantenere lo stesso tracciato del cavidotto esistente composto da due linee elettriche interrate in media tensione. La scelta progettuale applicata al progetto è di utilizzare anche le linee esistenti per il nuovo impianto, in quanto la durata di vita dei cavi elettrici è sufficiente a garantirne l’utilizzo per il nuovo impianto. Saranno posizionate affiancate alle linee esistenti le nuove linee di Media Tensione in modo da minimizzare l’incremento delle superfici occupate dall’elettrodotto.

La fibra ottica potrà essere posata nel cavidotto dedicato alla fibra ottica dell’impianto esistente al fine di ridurre lo scarto di materiali utilizzando la tubazione già posata.

La sottostazione che attualmente permette la connessione dell’impianto esistente presenta caratteristiche elettriche tali da permettere un incremento della potenza immissibile nella Rete elettrica Nazionale senza dover apportare modifiche sostanziali al layout della sottostazione.

Pertanto la scelta progettuale effettuata è stata quella di mantenere il medesimo sito per il punto di connessione, modificando i quadri interni alla cabina di controllo, sostituendo la terna di trasformatori di corrente TA, il trasformatore AT/MT e la relativa vasca di raccolta olio.

5. PROGETTO DI REPOWERING: DESCRIZIONE SINTETICA DELLE OPERE DI PROGETTO

Di seguito i numeri principali che contraddistinguono il Progetto di Repowering:

- 6 Aerogeneratori, di potenza complessiva fino a 28,8 MW, connessi con linee EE MT in cavo;
- Connessione all'Impianto di Utente già esistente presso la SSE "San Benedetto del Querceto";
- Cavidotto di collegamento interrato MT: mantenimento del cavidotto esistente ed integrazione con 2 nuove linee;

La stima di produzione del nuovo impianto, effettuata sulla base della modellazione eolica e dei dati di produzione effettiva dell'impianto esistente è di circa 47,1 GWh/anno per WTG da 4,2 MW.

L'incremento di produzione annuo rispetto alla produzione media annua registrata dall'attuale impianto (circa 21 GWh) è quindi di circa 26,7 GWh, con riduzione del numero degli aerogeneratori impiegati e dei corrispondenti impatti.

Il nuovo impianto sarà costituito da:

- 6 Aerogeneratori, di potenza complessiva fino a 28,8 MW, connessi con linee EE MT in cavo;
- Connessione all'Impianto di Utente già esistente presso la SSE "San Benedetto del Querceto";
- Cavidotto di collegamento interrato in media tensione a 20 kV: mantenimento del cavidotto esistente di due linee da 185 mm² ed integrazione con 2 nuove linee in cavo di 240 mm² e con un breve tratto di circa 100 m con sezione di 300 mm² (attraversamento in subalveo al torrente Idice), di lunghezza circa 6,5 km;
- La produzione attesa dell'Impianto, valutata sulla base dei dati di modellazione eolica e del beneficio di ricorrere ai dati di produzione effettiva dell'impianto in esercizio è stimata pari a 47,105 GWh/anno, nel caso di potenza di impianto pari a 25,2 MW (WTG da 4,2 MW). L'incremento di produzione rispetto alla produzione media annua dell'impianto esistente è stimata quindi in circa 26,67 GWh/anno.

Osserviamo: 47,1 GWh, ossia 47.100.000 kWh annui, corrispondono a:

- al consumo civile di EE di circa 55.000 persone
- a circa 20.500 tonnellate/anno di emissioni di CO₂ evitate
- a circa 8.800 tep di petrolio evitate

Per costruire l'impianto sarà necessario adeguare od integrare le Opere Accessorie già previste per l'impianto esistente:

- Interventi di adeguamento della viabilità di accesso lungo le strade provinciali SP19, SP21 (valle del Torrente Sillaro) ed SP35;
- Aggiunta cavo elettrico interrato con 2 nuove linee in MT a 20 kV di lunghezza di circa 6,5 km.
- Adeguamento delle piste di sito,
- Adeguamento delle piazzole esistenti per dimensioni finali di 30 x 40 m

Lavorazioni principali: Volumetrie previste e modalità di utilizzo

Dalla compilazione del progetto e dalla redazione del computo metrico è stato stimato un volume di scavo complessivo pari a circa **62700** mc e il riutilizzo di un volume complessivo pari a circa **61500** mc, così come indicato nella tabella di stima sotto riportata. Gli esuberanti di materiale da scavo, da portare a

centro autorizzato sono stati quantificati in **1209 mc.**

In generale un impianto eolico è caratterizzato dalla scarsissima produzione di rifiuti, per la quasi totalità differenziabili e quindi riutilizzabili.

Durante la fase di cantiere, gli scavi serviranno principalmente per la realizzazione delle strade di sito, per le piazzole di montaggio e di deposito dei componenti, per le fondazioni degli aerogeneratori, per la viabilità di accesso nonché per la posa della linea elettrica.

La quantità di terreno derivante dagli scavi sarà riutilizzata quasi totalmente e principalmente sul sito d'installazione per i rinterri e i rilevati, sia delle viabilità di sito sia nelle piazzole, e per il rinterro dei plinti di fondazione.

Altra parte del materiale proveniente dagli scavi sarà inoltre utilizzato per:

- La realizzazione degli interventi lungo la viabilità d'accesso e dei due by-pass lungo la S.P. 35;
- Il ripristino delle piazzole dell'impianto eolico esistente e delle aree di cantiere.

Il materiale proveniente dagli scavi potrà essere stoccato, prima dell'utilizzo definitivo, nelle aree di deposito intermedio individuate sul sito. In sede di Autorizzazione Unica, verrà presentato il Piano di Utilizzo terre e rocce da scavo. I paragrafi seguenti riportano qualche anticipazione.

Il terreno vegetale sarà sistemato nell'ambito del cantiere e sarà utilizzato per favorire una rapida ripresa della vegetazione spontanea.

Il materiale proveniente dallo scavo al di sotto delle strade per l'interramento della linea elettrica sarà anch'esso compattato ed impiegato per il riempimento dello scavo.

I movimenti terra saranno eseguiti in modo tale da evitare fenomeni franosi sia dei cumuli che del versante in scavo, il dilavamento dei materiali scavati, l'infiltrazione delle acque meteoriche nel sottosuolo e la produzione eccessiva di polveri.

Sulla base delle conoscenze attuali, le condizioni per il riutilizzo sono rispettate in quanto:

- si tratta di suolo non contaminato;
- si tratta di materiale escavato nel corso di attività di costruzione;
- si tratta di materiale utilizzato a fini di costruzione dell'impianto eolico.

La verifica dell'assenza di contaminazione del suolo sarà valutata prima dell'inizio dei lavori con riferimento all'allegato 5, tabella 1, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (concentrazione soglia di contaminazione nel suolo, nel sottosuolo e nelle acque sotterranee in relazione alla specifica destinazione d'uso dei siti).

Se sarà riscontrata la presenza di contaminazione, il materiale escavato sarà trasportato in centro autorizzato.

La discarica, o le discariche, che saranno utilizzate saranno le più vicine al sito di realizzazione, comunque tutte dotate delle necessarie autorizzazioni di legge.

Tabella 5: Bilancio dei volumi previsti di scavi e riporti per le opere civili di progetto

BILANCIO TERRE			
Elemento	SCAVO [mc]	RIPORTO [mc]	Scavo - Riporto [mc]
VIABILITA' ACCESSO	9078	3696	5382
VIABILITA' SITO	14842	10800	4042
PIAZZOLE - ESUBERO COSTRUZIONE DEPOSITI PROVVISORI (PALA)	5974	6677	-703
PIAZZOLE - ESUBERO PUNTO FONDAZIONE	15990	12590	3399
PIAZZOLE - ESUBERO ELEMENTI DEFINITIVI (PIAZZOLA PRINCIPALE)	8975	10675	-1699
VIABILITA' PER DISMISSIONE IMPIANTO ESISTENTE	107	3	104
TOTALE ESUBERI - CANTIERE SITO	54966	44441	10525
RIPRISTINO PIAZZOLE ESISTENTI E AREE DI CANTIERE	1081	11100	-10019
PIAZZOLE - ESUBERO DISMISSIONE DEPOSITI PROVVISORI (PALA)	6677	5974	703
TOTALE ESUBERI - RIPRISTINI	7757	17074	-9317
TOTALE [mc]	62724	61515	1209

IL PROGETTO IN SINTESI: gli Aerogeneratori ed il Lay-Out

L'Aerogeneratore di Progetto:

- Altezza hub ≤ 99 metri
- Diametro rotore $\leq 138,25$ metri
- Potenza generatori elettrici $\leq 4,8$ MW;
- Potenza totale Massima Impianto $\leq 28,8$ MW.

Il Progetto prevede l'installazione di 6 Aerogeneratori.

I 6 Aerogeneratori avranno potenza complessiva al massimo sino a 28,8 MW.

Gli Aerogeneratori avranno tutti le medesime dimensioni: altezza all'hub, diametro rotore, dimensione navicella; saranno perciò geometricamente e visivamente identici; saranno della medesima marca e modello.

La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'acquisizione della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- la storia, natura e sensibilità della nostra Società, nonché il buon senso, ci impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare.
- l'innovazione tecnologica è oggi così spinta che nel giro di 1-2 anni molti modelli escono di produzione e vengono sostituiti da modelli più efficienti;

L'Aerogeneratore di Progetto è dunque così definito:

- Altezza hub ≤ 99 metri;
- Diametro rotore $\leq 138,25$ metri;
- Potenza generatori elettrici $\leq 4,8$ MW.

Per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio Preliminare Ambientale, è stato perciò scelto un Aerogeneratore ideale, o Aerogeneratore di Progetto, contraddistinto da dimensioni e caratteristiche tecniche "inviluppo" dei modelli di aerogeneratori valutati sul mercato.

Le caratteristiche adottate per l'analisi di intervisibilità, contenuta nello Studio Preliminare Ambientale, sono le seguenti:

- Altezza = 99 metri
- Diametro rotore = 138,25 metri
- Potenza generatore elettrico: minima 3,4 MW; massima 4,8 MW;

Ad oggi sul mercato sono disponibili diversi modelli di aerogeneratore che rientrano nelle caratteristiche dell'Aerogeneratore di Progetto.

Di seguito elenchiamo alcuni Lay-Out ottenibili con modelli di Aerogeneratori disponibili oggi sul mercato; ovviamente sono stati scelti per questa esemplificazione i modelli prodotti dai costruttori più affermati e che contano un numero elevato di installazioni (requisiti che saranno ovviamente posti anche nella procedura di selezione):

Tabella 6: Possibili modelli di aerogeneratori in commercio e relative potenze di macchina e di impianto

ID Lay-out	Costruttore	Modello	Nr. WTG	P WTG [kW]	P parco [MW]
1	Siemens Gamesa	G132	6	3400	20,4
2	General Electric	GE137	6	3800	22,8
3	Nordex	N131	6	3900	23,4
4	Enercon	E138	6	4260	25,2
5	Vestas	V136	6	4200	25,2
6	Nordex	N133	6	4800	28,8

La tabella sopra riportata è ovviamente meramente esemplificativa e NON esaustiva di tutti i modelli di WTG che oggi (e ancor meno di quelli che saranno disponibili al momento della procedura di selezione) che rientrano nelle caratteristiche dell'Aerogeneratore di Progetto.

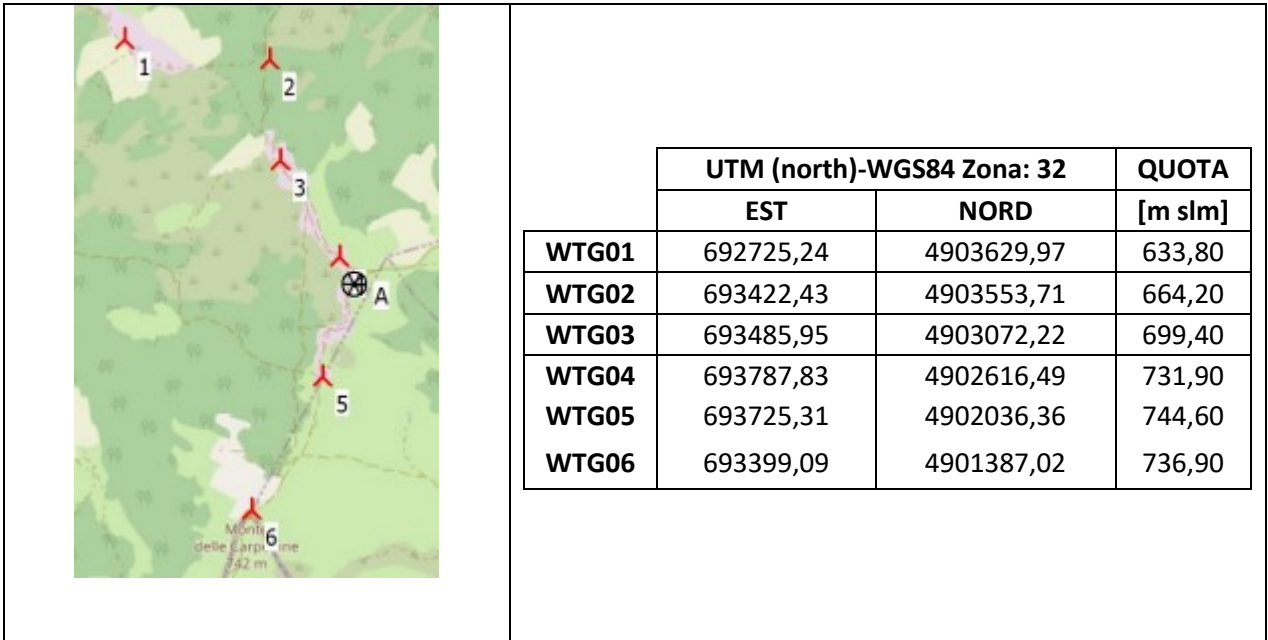
L'analisi acustica all'interno dello Studio Preliminare Ambientale è stata effettuata con il modello di aerogeneratore Vestas V136 (4,2 MW), in quanto tale modello ha a disposizione dati più completi forniti dal costruttore. Qualora si prendesse in considerazione un'altra macchina, sarà cura verificare che la curva emissiva sia uguale o inferiore a quella della V136.

Analogamente, anche l'analisi delle perdite elettriche è stata effettuata con il modello Vestas V136. Anche in questo caso, sarà cura verificare la corrispondenza con il dimensionamento delle linee elettriche in sede di procedura di selezione.

Esito finale "lay-out" di progetto:

Si riporta di seguito il Lay-out finale frutto dei processi ed analisi descritte:

Tabella 7: Lay-out di progetto



Si riporta uno stralcio dell'elaborato grafico di raffronto tra Lay-out dell'impianto esistente e di Progetto con indicazione delle posizioni degli aerogeneratori attuali e futuri.

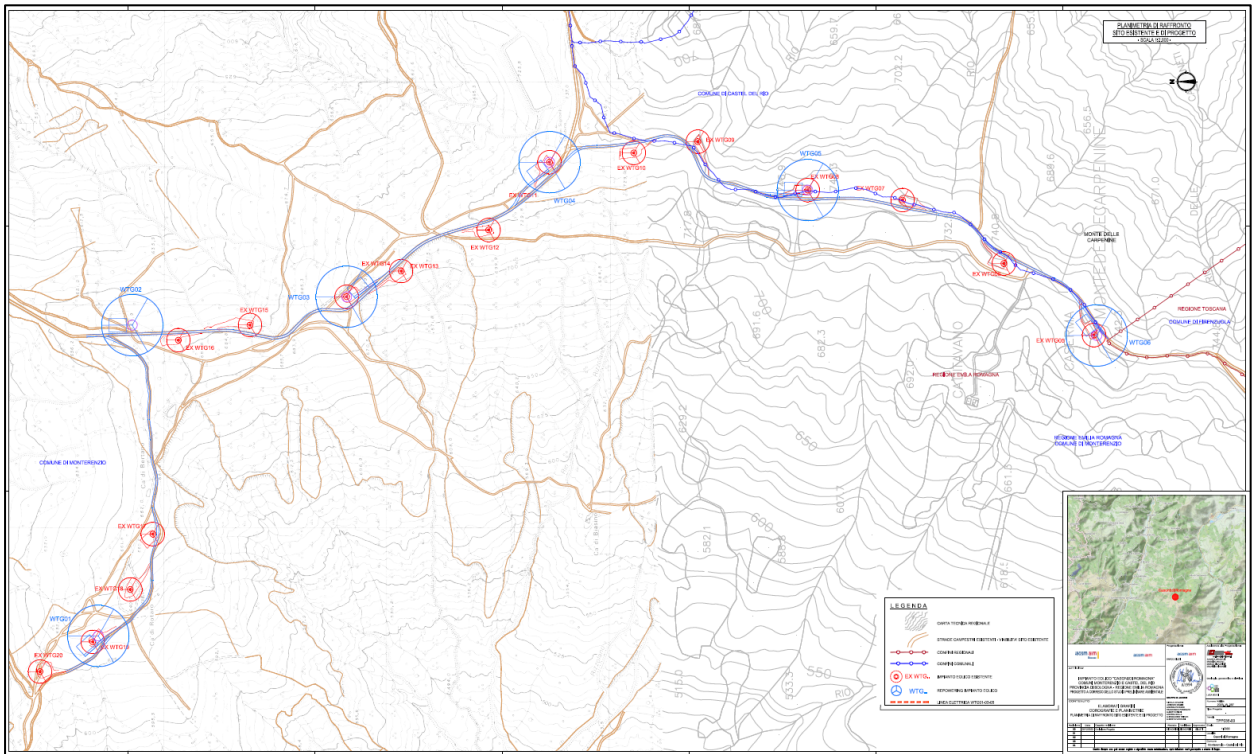


Figura 20: Raffronto tra lay-out dell'impianto esistente e di Progetto

Il tutto come di seguito rappresentato e come meglio descritto negli elaborati:

RTC	002	00	RELAZIONE ANEMOLOGICA
TPP	034	00	PLANIMETRIA DI SITO
TPP	035	00	PLANIMETRIA DI RAFFRONTO SITO ESISTENTE E DI PROGETTO

Per un rapido raffronto esemplificativo tra i due lay-out, si riportano due fotoinserimenti dai due punti di valutazione di maggior vicinanza rispetto all'impianto.

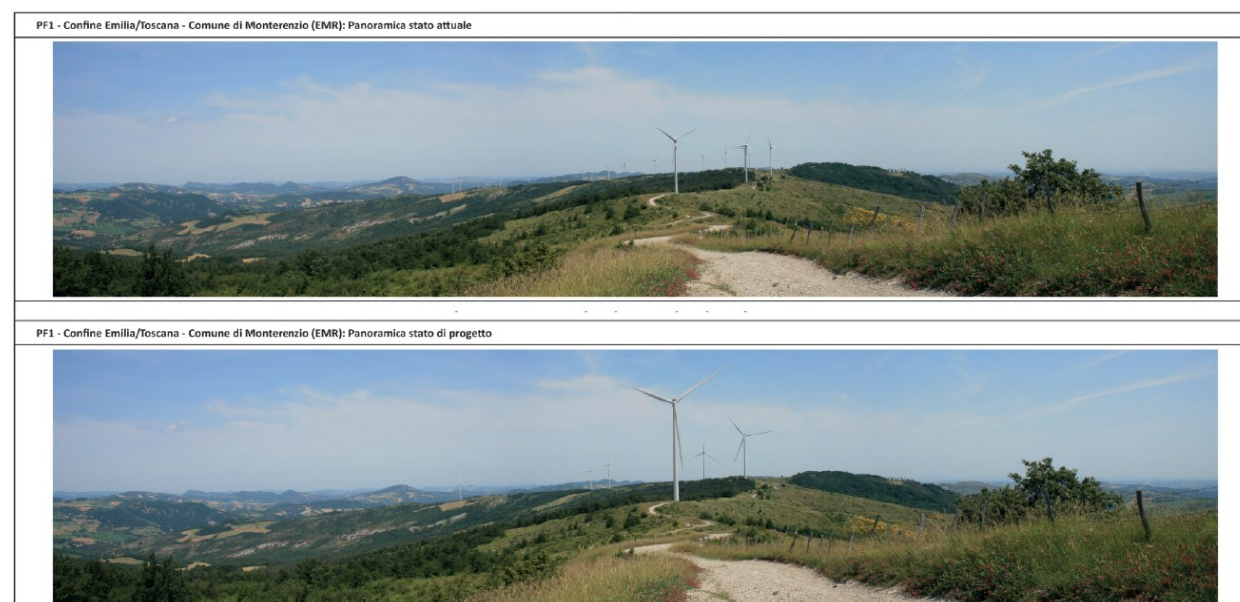


Figura 21: Fotoinserimento P1

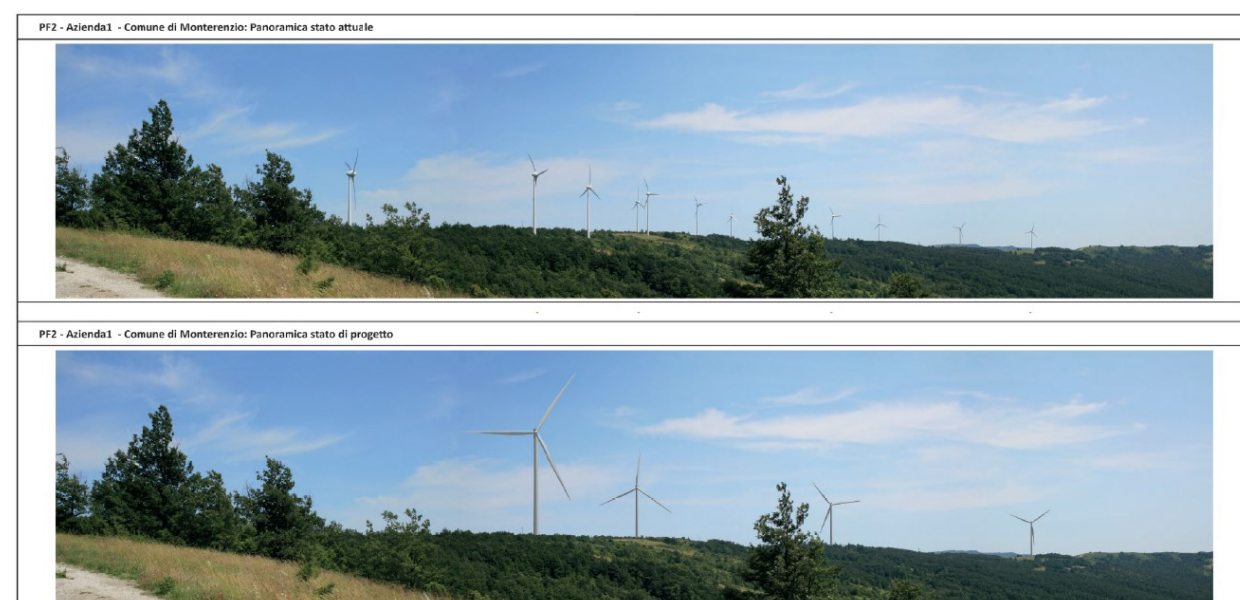


Figura 22: Fotoinserimento P2

Per gli ulteriori foto inserimenti si rimanda all'elaborato fotografico dello SPA.

IL PROGETTO IN SINTESI: la Producibilità

Come premesso, la modellizzazione del vento si basa sulla determinazione del vento geostrofico a partire da rilievi anemometrici e successivamente, in funzione dei livelli di rugosità superficiale e dell'orografia del terreno, sulla determinazione della distribuzione della velocità al suolo o a quote diverse, in relazione all'effettiva posizione ed altezza dal suolo dell'hub degli aerogeneratori.

Di seguito è sinteticamente descritta la metodologia di studio adottata per la determinazione della produzione attesa:

1. Acquisizione nel codice di calcolo dei dati anemometrici
2. Analisi e validazione dei dati anemometrici
3. Correlazione di lungo periodo con Dati di Rianalisi ad alta risoluzione EMD-ConWx; costruzione della "statistica di vento" da utilizzarsi per la stima della producibilità
4. Acquisizione nel codice di calcolo dell'orografia
5. Definizione della rugosità superficiale del terreno
6. Stima di produzione dell'impianto eolico (calcolo Park)
7. Calcolo Loss & Uncertainty

La modellazione della producibilità attesa dall'impianto è stata calcolata:

- Sfruttando il periodo di sovrapposizione di 5 mesi e l'ottima correlazione tra le misure storiche (palo 30 m, quasi 5 anni, e palo 60 m, circa 6 mesi) fino ad ottenere un'ottima serie di misure di lungo periodo, dal 06/12/2001 al 05/10/2006.
- Effettuando la correlazione di lungo periodo tra i valori della serie precedente e la serie di Rianalisi EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44.238403_E011.409149 (18).100.00m, relativa al periodo 01/01/1999 - 01/09/2023.
- Verificando la corrispondenza tra i dati anemologici e la produzione effettiva dell'impianto esistente (16 E-53 da 800 kW nominali).
- Utilizzando la curva di potenza garantita dall'aerogeneratore V136 da 4,2 MW.

Utilizzando:

- il SW di modellazione "WindPro 3.6" per la stima della produzione lorda, le perdite di scia e il calcolo Loss&Uncertainty;
- la caratterizzazione orografica del suolo per una area di 7x7 km attorno al sito e la caratterizzazione relativa alla rugosità per un'area di 20x20 km;

Assumendo diversi criteri derivanti dalla esperienza di Agsm Aim relativamente a:

- Disponibilità macchine;
- Dispacciabilità su RTN;
- Perdite dovute a situazioni meteo;
- Stima incertezze e modellazione della producibilità attesa a diversi livelli di confidenza (P50, P75, P84, P90).

La stima di produzione è stata effettuata con un unico Lay-Out, con i 6 aerogeneratori V136 da 4,2 MW posizionati come definito nella tabella precedente e con le caratteristiche sotto riportate:

ID lay-out	Costruttore	Modello	n WTG	Altezza HUB	Potenza WTG	Potenza Impianto
				[m]	[kW]	[MW]
W634-04 20231017 6xV136-4200 kW h91.5	Vestas	V136	6	91,5	4200	25,2

I risultati del calcolo, comprensivo di analisi delle perdite ed incertezze, sono così sintetizzabili:

Codice Lay-out MS	Gross	P50	P75	P84	P90
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
W41-05 20210415 7xV136-4200 kW h91	58,3	48,9	43,5	41,0	38,7

Dal momento che nel caso di un progetto di Repowering, vi è il prezioso beneficio di avere a disposizione più di un decennio di dati di produzione effettiva ottenuta sul “campo”, le valutazioni ottenute mediante strumenti di modellazione e previsione sono stati incrociati con le specifiche dell’impianto attualmente in produzione. Come già evidenziato nel Paragrafo 3 “L’IMPIANTO ESISTENTE: La Producibilità”, la produzione media annua reale è decisamente più vicina alla stima P50 rispetto a P75 e se ne è calcolato un coefficiente che esprima tale peso della produzione reale riscontrata negli anni di esercizio.

Tale coefficiente è stato conseguentemente e coerentemente applicato alle analisi per la valutazione della produzione attesa con il Repowering dell’impianto. Pertanto:

P50: 48,874 GWh/anno

P75: 43,538 GWh/anno

Produzione attesa: $43,538 + (x = 66,85\%) * (48,874 - 43,538) = 47,105 \text{ GWh/anno}$,

nel caso di potenza di impianto pari a 25,2 MW (WTG da 4,2 MW). Ne deriva quindi che l’incremento di produzione rispetto alla produzione media annua dell’impianto esistente è quindi circa 26,668 GWh/anno.

La Stima di Produzione è quindi stata assunta pari a 47,1 GWh/anno.

IL PROGETTO IN SINTESI: le Opere Civili in Sito, le piste di Sito e di Accesso

Vengono descritte sinteticamente tutte le Opere definite, Civili di Sito e della strada di Accesso al Sito riportate dettagliatamente negli elaborati grafici, con particolare riguardo a plinti, piazzole e piste.

Organizzazione degli Elaborati grafici:

Le Opere Civili in Sito, costituite da piste, piazzole, plinti, scavi per linee EE, sono rappresentate unitariamente ed in sintesi, in scala 1:2000, nella Tavola:

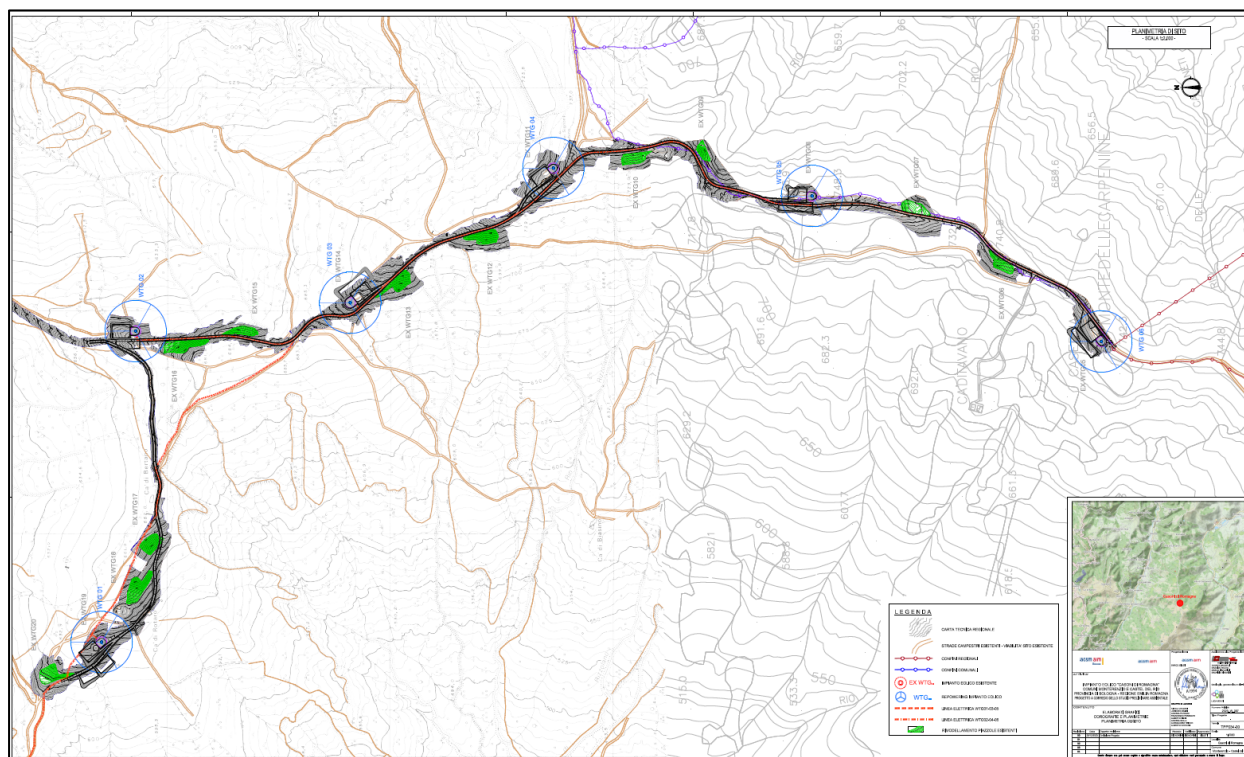


Figura 23: Planimetria di sito progetto di repowering

TPP	034	00	PLANIMETRIA DI SITO
TPP	035	00	PLANIMETRIA DI RAFFRONTO SITO ESISTENTE E DI PROGETTO

Le Opere Civili, gli scavi e i riporti relativi alle piazzole sono maggiormente dettagliate in 4 specifiche tavole.

In ciascuna tavola vengono rappresentati i 3 “stati”:

- di fatto,
- di cantiere,
- di esercizio.

Ciascuno “stato” è descritto con 1 planimetria in scala 1:1000 e 3 sezioni in scala 1:200

TPC	040	00	PIAZZOLA WTG01: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	041	00	PIAZZOLA WTG02: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	042	00	PIAZZOLA WTG03: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	043	00	PIAZZOLA WTG04: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	044	00	PIAZZOLA WTG05: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	045	00	PIAZZOLA WTG06: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO

Una Tavola descrive poi, per tutte le posizioni degli aerogeneratori, le opere di fondazioni:

TPC	091	00	FONDAZIONI AEROGENERATORI – CARPENTERIE, PIANTE, SEZIONI E PARTICOLARI
-----	-----	----	--

Una Tavola descrive i particolari costruttivi delle piazzole, delle piste di Accesso e di sito:

TPC	090	00	PARTICOLARI COSTRUTTIVI E SEZIONI TIPO
-----	-----	----	--

Una tavola infine descrive la organizzazione del cantiere e le aree di servizio allo stesso:

TPC 081 00 PIANO DI CANTIERIZZAZIONE - PLANIMETRIA

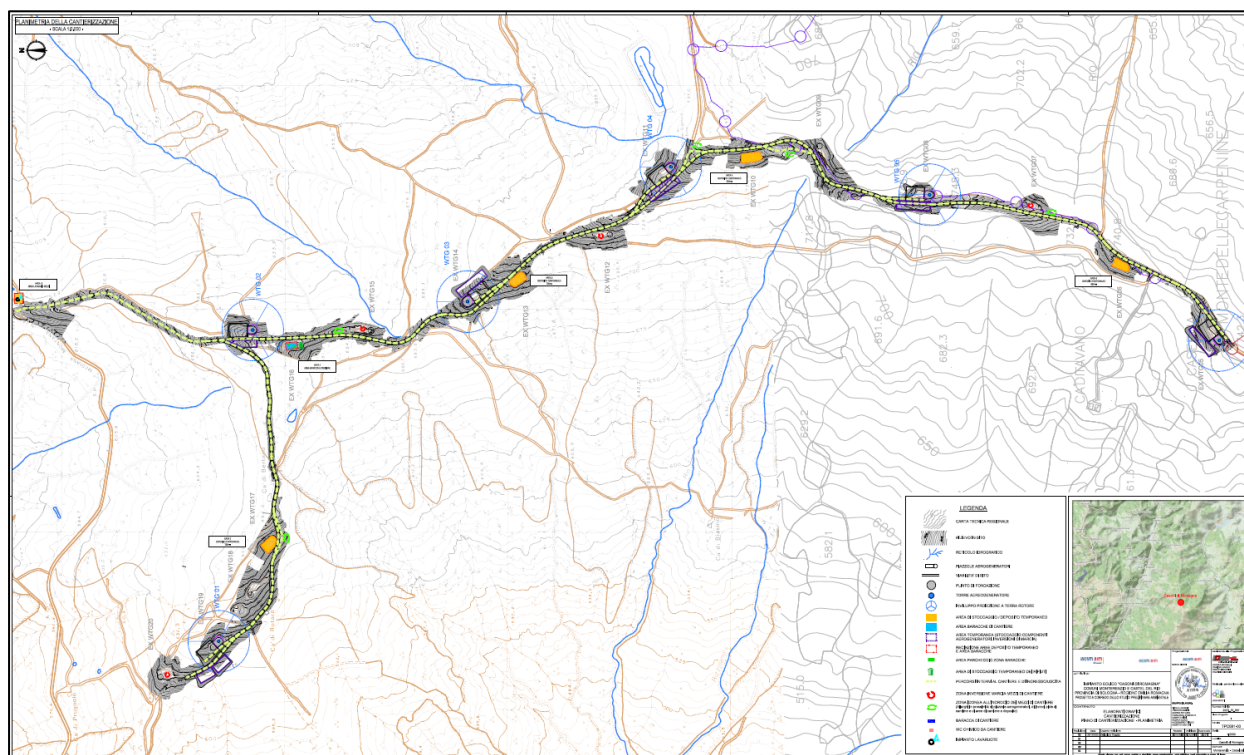


Figura 24: Piano di cantierizzazione - Planimetria

Esiti dell'Ottimizzazione della progettazione di Piste e Piazzole

Le soluzioni progettuali adottate prevedono, in sintesi:

- le piste e le piazzole vengono realizzate parte in scavo e parte in rilevato;
- ottimizzazione e recupero delle opere già esistenti;
- le pendenze delle scarpate dei rilevati poco si discostano dalle pendenze naturali del sito, e quindi risultano facilmente rinaturalizzabili;
- il volume dei terreni complessivamente in esubero è risultato limitato

In particolare, in merito all'output progettuale per la progettazione delle piazzole di montaggio, gli esiti delle scelte progettuali finalizzate al recupero delle opere previste e all'ottimizzazione del lay-out di sito, hanno consentito il loro posizionamento nella quasi totalità (5 piazzole su 6) nelle aree già adibite a tale funzione per l'impianto esistente. Come descritto, le loro dimensioni passano da 20x30 m a 30x40 m.

Tabella 8: Valutazioni sulle opere di sostegno delle piazzole di montaggio di progetto

n° Piazzola	Valutazioni sulle opere di sostegno
Piazzola 1	Considerata la situazione topografica e morfologica, la realizzazione della piazzola in progetto potrà prevedere nelle prossime fasi progettuali opere di sostegno su fondazioni dirette quali gabbionate su uno o più ordini.

Piazzola 2	Considerata la modesta acclività che contraddistingue il comparto, per la realizzazione della piazzola non ci sono particolari problematiche ma potrà essere valutata la necessità di inserire opere di sostegno del tipo superficiale
Piazzola 3	Considerata la modesta acclività che contraddistingue il comparto, per la realizzazione della piazzola non ci sono particolari problematiche.
Piazzola 4	Considerata la situazione topografica e morfologica riscontrata, la realizzazione della piazzola in progetto potrebbe richieder l’inserimento di opere strutturale quale un diaframma di pali o una gabbionata su pali. Tali considerazioni andranno verificate in fase di progettazione definitiva/ esecutiva.
Piazzola 5	La realizzazione della piazzola potrà richiedere l’inserimento al piede delle scarpate di opere di sostegno con fondazioni superficiali.
Piazzola 6	Alla luce di quanto emerso dal rilievo di superficie, che non ha evidenziato particolari criticità morfologiche, la realizzazione della piazzola ad oggi porta a non valutare la possibilità di utilizzare opere di contenimento.

Verrà valutata anche l'opportunità di effettuare quegli interventi, poco costosi e molto efficaci, utili a restituire al sito un aspetto quanto più naturale possibile.

I principali possibili interventi futuri riguardano in generale il ridimensionamento delle piazzole (le esigenze di superficie in fase di manutenzione ordinaria sono inferiori a quelle in fase di cantiere), la rinaturalizzazione e l'inerbimento sia dei rilevati, che dei fronti di scavo.

Tali operazioni di ripristino verrebbero svolte con l'obiettivo di “amalgamare” i fronti di scavo e riporto con il terreno naturale circostante, rispettandone il più possibile le pendenze; questo al fine di limitare al massimo la percezione visiva delle opere.

Per il dettaglio si rimanda agli Elaborati Progettuali:

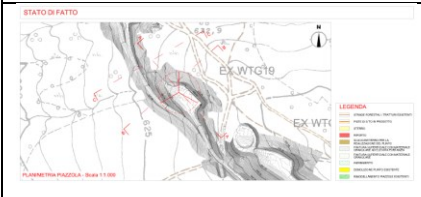
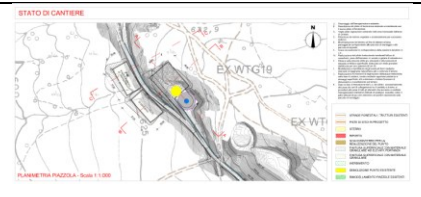
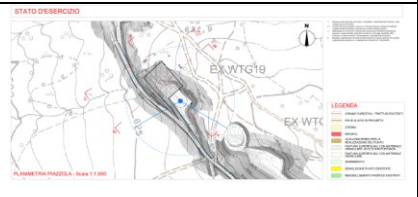
TPG	030	00	COROGRAFIA GENERALE D' IMPIANTO
TPP	034	00	PLANIMETRIA DI SITO

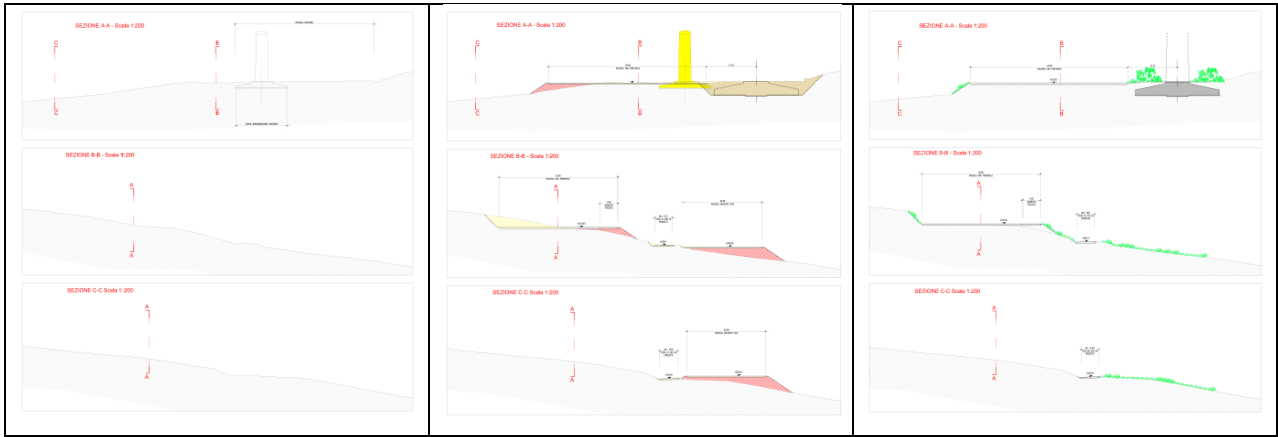
Nelle seguenti 6 tavole vengono descritte le piazzole nei 3 “Stati”: di fatto, di cantiere, di esercizio.

TPC	040	00	PIAZZOLA WTG01: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	041	00	PIAZZOLA WTG02: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	042	00	PIAZZOLA WTG03: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	043	00	PIAZZOLA WTG04: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	044	00	PIAZZOLA WTG05: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO
TPC	045	00	PIAZZOLA WTG06: PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO

A titolo di Esempio si riportano alcuni stralci della tavola relativa alla piazzola n. 1:

Tabella 9: Riepilogo raffronto Stato di Fatto, Stato di Cantiere, Stato di Esercizio piazzola montaggio WTG1


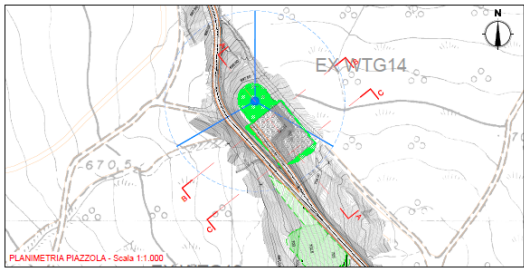

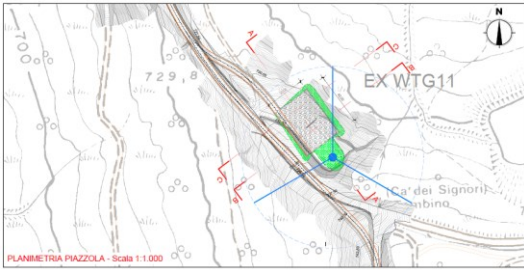

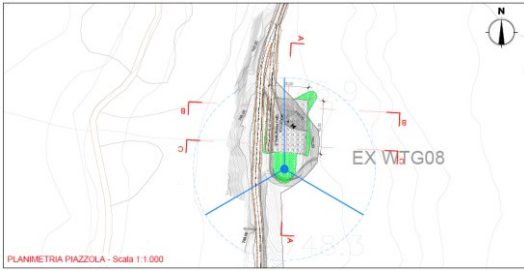


Stato di Fatto	Stato di Cantiere	Stato di Esercizio
		



Di seguito, molto brevemente, vengono rappresentate le configurazioni finali (stati di esercizio) delle 6 piazzole unitamente ad una foto dello stato di fatto.

Tabella 10: Riepilogo stato di fatto e configurazioni finali delle piazzole di montaggio di progetto

Pos	Foto Stato di fatto posizione WTG	Planimetria piazzola stato di esercizio	Note
1			WTG01
2			WTG02

3		 PLANIMETRIA PIAZZOLA - Scala 1:1.000	WTG03
4		 PLANIMETRIA PIAZZOLA - Scala 1:1.000	WTG04
5		 PLANIMETRIA PIAZZOLA - Scala 1:1.000	WTG05
6		 PLANIMETRIA PIAZZOLA - Scala 1:1.000	WTG06

È stata progettata anche l'opportunità di definire i medesimi interventi di rinaturalizzazione e ripristino per le aree destinate a piazzola di montaggio relative all'impianto attualmente in funzione e che non verranno riutilizzate a servizio del nuovo.

Anche in questo caso, i principali interventi previsti prevedranno:

- il rimodellamento morfologico della piazzola esistente;
- la realizzazione di interventi di regimazione delle acque meteoriche nella fase di esercizio, create mediante opportune pendenze e drenaggi superficiali, per limitare fenomeni di dilavamento e ruscellamento sul terreno;
- il ripristino vegetazionale mediante ripiantumazione di essenze arboree ed arbustive

preferibilmente autoctone e contemporanei interventi per l'inerbimento.

Per il dettaglio degli interventi relativi a questa fase, si vedano gli Elaborati grafici:

•	TPC	050	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG20- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	051	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG18- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	052	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG17- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	053	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG16- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	054	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG15- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	055	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG13- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	056	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG12- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	057	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG10- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	058	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG09- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	059	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG07- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO
•	TPC	060	00	PIAZZOLE ESISTENTI: PIAZZOLA EXWTG06- PLANIMETRIA E SEZIONI DELLO STATO DI FATTO E DEL RIPRISTINO

Descrizione sintetica delle Opere di Fondazione

Le fondazioni vengono realizzate con plinti in c.a. in ciascuno dei quali vengono inseriti i tirafondi di fondazione ai quali viene connesso il primo tronco di torre flangiato.

Due dei sei plinti poggiano e trasmettono direttamente i carichi al terreno sottostante. Per la fondazione degli aerogeneratori è previsto l'approfondimento del piano di posa mediante magrone.

Le dimensioni dei plinti sono di:

- diametro pari a 22,70 m;
- diametro della corona centrale del plinto pari a 8,20 m;

Le rimanenti 4 fondazioni sono realizzate con plinto di analoghe dimensioni, ma poggianti su pali trivellati disposti secondo 2 anelli:

- un anello esterno di 26 pali
- un anello interno di 13 pali

Ciascun palo ha lunghezza di 20 metri e diametro di 800 mm.

In sintesi, la tipologia di ciascuna fondazione:

Tabella 11: Riepilogo delle tipologie di fondazione di progetto

WTG	TIPOLOGIA FONDAZIONE	SPESSORE MAGRONE (m)	LUNGHEZZA I° CORONA PALI (m)	LUNGHEZZA II° CORONA PALI (m)
WTG01	SUPERFICIALE	0.20	–	–
WTG02	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG03	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG04	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG05	PROFONDA	0.20	20.00	20.00
WTG06	SUPERFICIALE	0.20	–	–

Il tutto come meglio descritto alla relazione e nella Tavola:

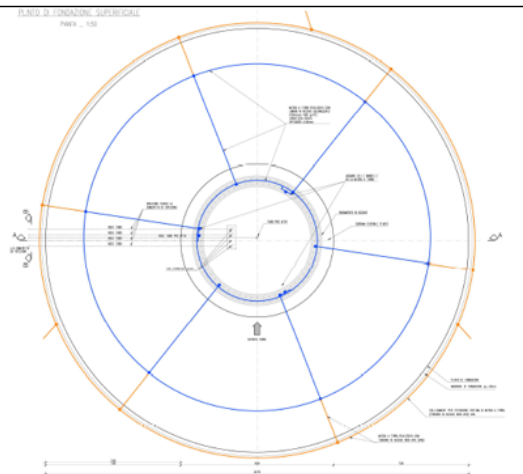
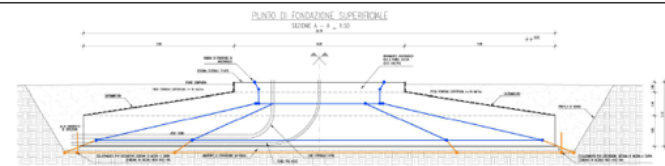
RTC	003	00	RELAZIONE DI CALCOLO
TPC	091	00	FONDAZIONI AEROGENERATORI: CARPENTERIE PIANTE, SEZIONI E PARTICOLARI

Di seguito alcuni Stralci delle opere di fondazione dirette su Plinti e profonde su pali:

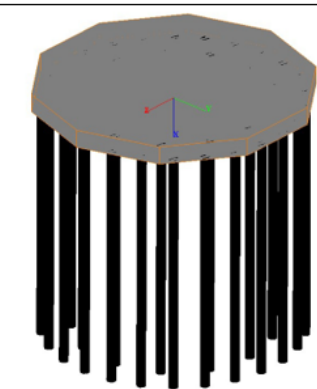
Caratteristiche delle fondazioni dirette

L'opera di fondazione è costituita, da un plinto in calcestruzzo, poggiante su uno strato di magrone, composto da una corona circolare esterna con:

- diametro massimo pari a 22.70 m.
- spessore variabile, dall'esterno verso l'interno, tra 1.50 m. e 2.60 m.
- da una porzione interna, di diametro pari a 8.20 m., con spessore pressoché costante pari a 3.10 m.



Caratteristiche delle fondazioni profonde

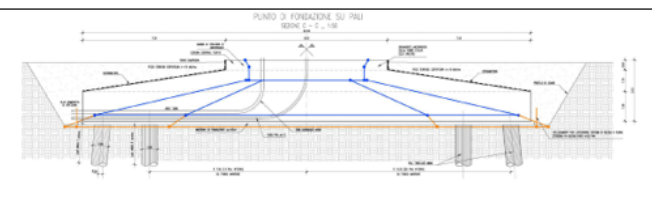
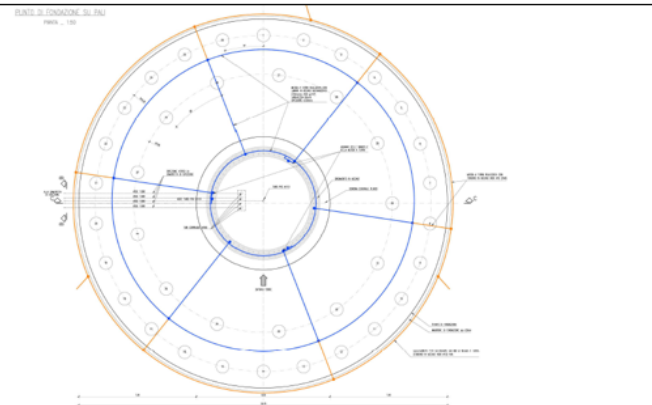


Corona esterna pali:

- Numero di pali: 26
- Lunghezza dei pali: 20.00m
- Diametro del palo: 800mm

Corona interna pali:

- Numero di pali: 13
- Lunghezza dei pali: 20.00m
- Diametro del palo: 800mm



È molto opportuno osservare come il dimensionamento delle opere di fondazione sia stato effettuato utilizzando sia l'involuppo delle sollecitazioni determinate dai vari modelli di aerogeneratori considerati, sia riverificandole con le sollecitazioni di ciascuno dei modelli considerati.

Considerando le grandi differenze nelle sollecitazioni dei modelli, è evidente che qualsiasi aerogeneratore verrà scelto in fase di gara, la riverifica delle fondazioni comporterà un ridimensionamento in fase di progettazione esecutiva delle dimensioni delle stesse, sia relativamente ai plinti che ai pali di sottofondazione.

Successivamente alla scelta, tramite gara, del modello di Aerogeneratore, sicuramente le dimensioni dei plinti e il numero/dimensione dei pali di sottofondazione sarà adeguato al modello di aerogeneratore scelto

Descrizione sintetica delle Piste di Accesso al Sito e di Sito

Le ragioni della scelta della Strada di Accesso al Sito, fra le 2 opzioni, sono già state descritte al capitolo precedente, Paragrafo "SCELTA PROGETTUALE: Strada di Accesso al sito".

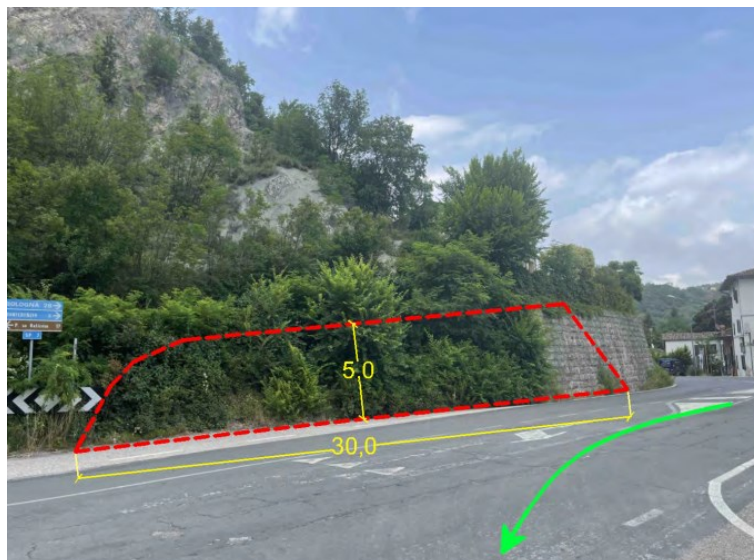
Infatti, il percorso di accesso che segue la SP7 (Valle del Torrente Idice) presenta dei motivi ostativi che non rendono considerabile tale soluzione rispetto alla viabilità lungo la SP21 (Valle del Torrente Sillaro). Nello specifico, alcuni degli interventi di adeguamento necessari a garantire la trasportabilità dei componenti del nuovo impianto eolico lungo la SP7 richiederebbero opere civili, con annesse interferenze con opere esistenti e centri abitati, talmente rilevanti da far sì che tale soluzione non possa essere in base alle nostre analisi considerata come un'alternativa progettuale.

Si evidenziano a questo proposito alcuni degli interventi rilevanti:

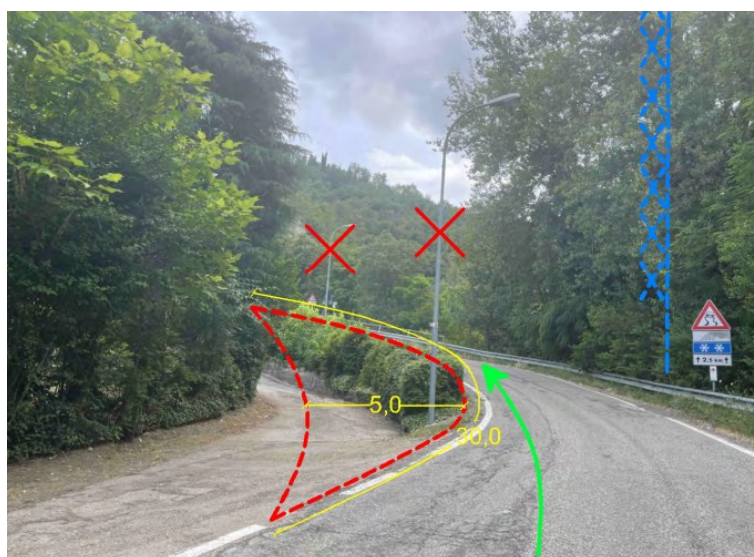
- Ponte Cà di Lavacchio. allargamento carrabile 5,00 x 30,00 m esterno curva, previa la sistemazione del costone, così come evidenziato indicativamente nella foto sottostante, non indicanti l'effettiva dimensione finale delle opere civili da realizzare.



- Allargamento in immissione al ponte di Bisano: realizzazione allargamento carrabile 5,00 x 30,00 m sull'esterno curva, previa sistemazione costone, così come evidenziato indicativamente nella foto sottostante, non indicanti l'effettiva dimensione finale delle opere civili da realizzare.



- Interferenza delle opere di adeguamento con strade di accesso ad abitazioni: realizzazione allargamento carrabile 5,00 x 30,00 m sull'interno curva, così come evidenziato indicativamente nella foto sottostante, non indicanti l'effettiva dimensione finale delle opere civili da realizzare.



Invece, gli interventi di adeguamento richiesti per il trasporto dei componenti degli aerogeneratori dismessi (decisamente più piccoli rispetto ai componenti dei nuovi aerogeneratori) sono in quantità molto minore e comportano opere civili per le quali il percorso lungo la SP35 e la SP7 è già nella sua preponderanza idoneo (è stato infatti utilizzato in precedenza come viabilità di accesso in fase di realizzazione dell'impianto esistente), in quanto richiede solamente qualche piccolo intervento lungo la SP 35 (come indicati nella relazione tecnica della viabilità per dismissione RTC009-00).

Sulla base di quanto dichiarato sopra, per la trasportabilità dei componenti dei nuovi aerogeneratori l'unica alternativa per la realizzazione del progetto secondo una fattibilità ambientale e tecnico-economica ragionevole è la soluzione lungo la strada provinciale SP21 (valle del Torrente Sillaro). Essa

garantisce la trasportabilità secondo i requisiti tecnici richiesti in riferimento ai modelli di Aerogeneratore previsti e presenta adeguamenti, volumi di scavo ed interferenze con spazi privati molto più contenuti.

Pertanto il percorso per la viabilità di accesso per il trasporto dei componenti del nuovo impianto prevedrà (da post trasbordo a sito):

- SS 9
- SP 21
- SP 35
- Viabilità di sito

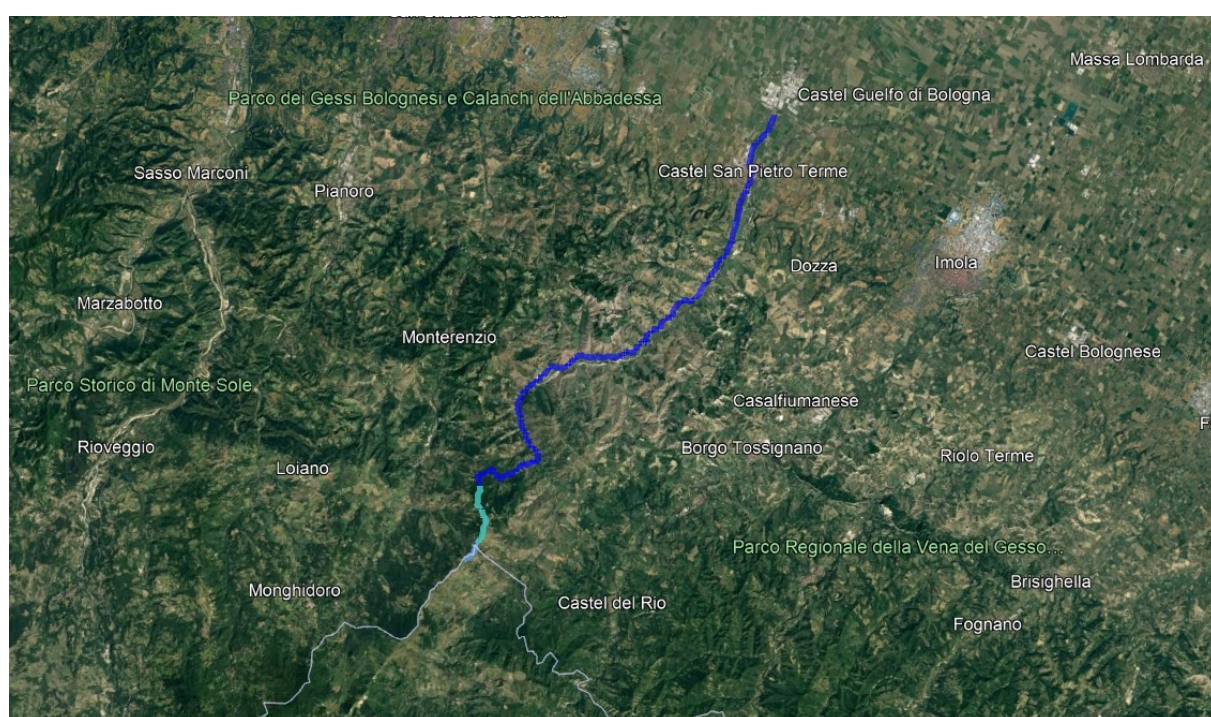


Figura 25: Viabilità di accesso e di sito

Il tutto viene descritto più dettagliatamente negli elaborati:

RTC	004	00	RELAZIONE LOGISTICA E TRASPORTO WTG
TPP	031	00	PLANIMETRIA DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO – TAV. 1
TPP	032	00	PLANIMETRIA DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO – TAV. 2
TPP	037	00	VIABILITÀ DI ACCESSO – I BYPASS SU S.P. 35
TPP	038	00	VIABILITÀ DI ACCESSO – II BYPASS SU S.P. 35

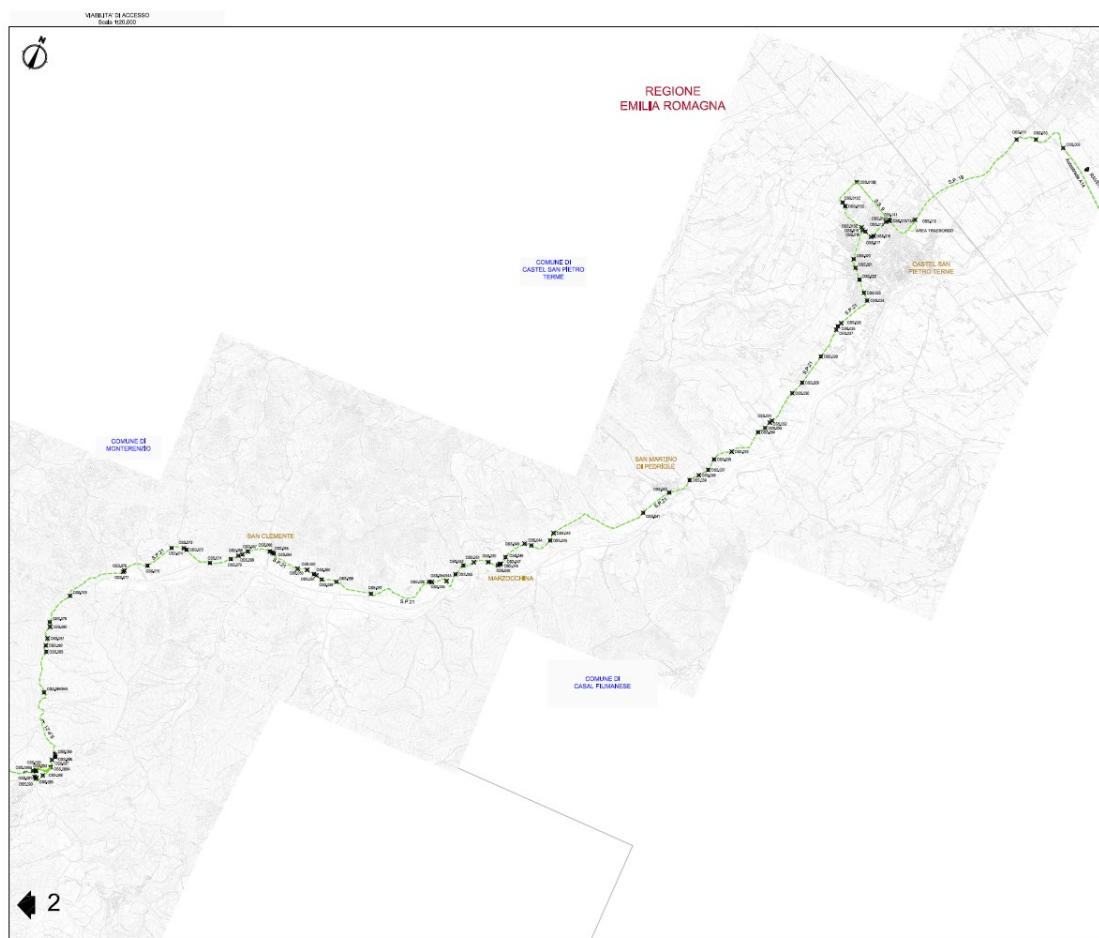


Figura 26: Planimetria della viabilità di accesso e degli interventi di adeguamento previsti (Parte 1)



Pagina 74 di 91

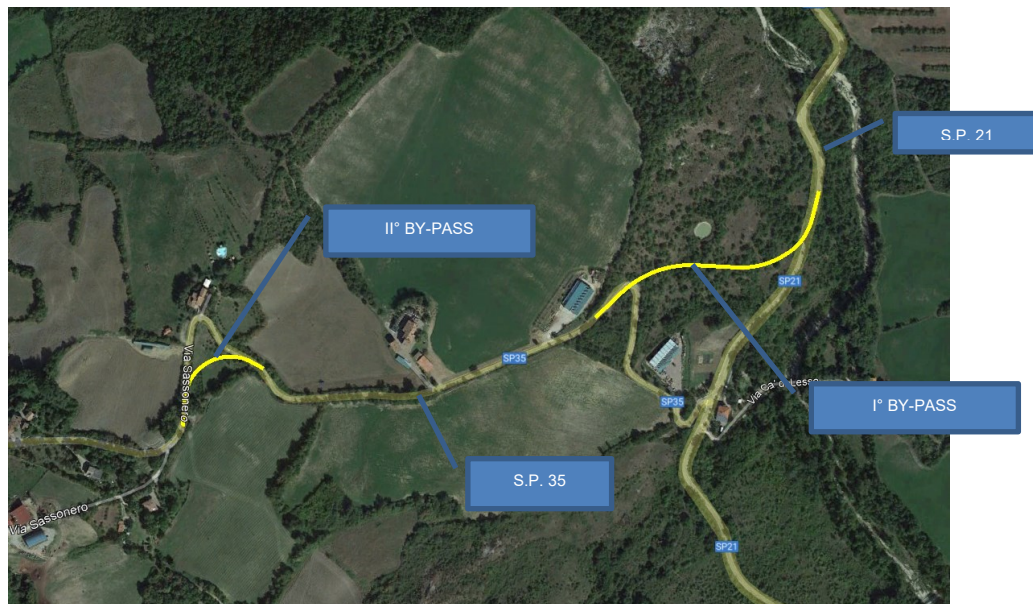


Figura 28: Individuazione dei tratti di by-pass previsti lungo S.P. 35

I due by-pass presenteranno una larghezza carrabile pavimentata in asfalto pari a 7m con arginello erboso da 0.50m sul lato rilevato e da 0.75m con elemento di raccolta acque sul lato in scavo.

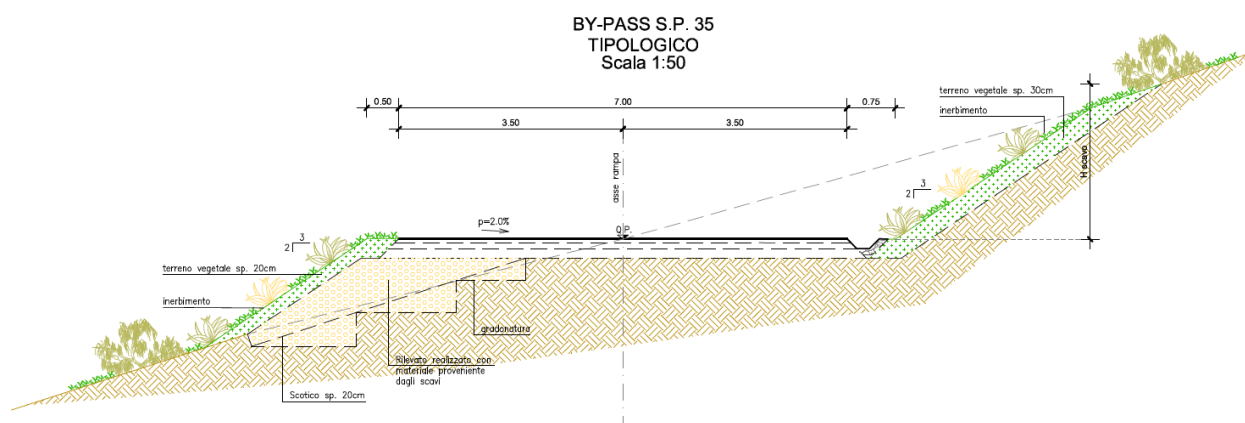


Figura 29: Tipologico tratto di by-pass S.P. 35

Nei tratti restanti della viabilità di accesso sarà necessario predisporre gli interventi locali di adeguamento descritti nell'elaborato "Relazione tecnica viabilità di accesso".

RTC 008 00 RELAZIONE TECNICA VIABILITA' DI ACCESSO

Gli interventi sulla viabilità interna al sito di progetto (con sviluppo pari a circa 3600m) sono finalizzati ad adeguare la viabilità esistente ai mezzi eccezionali necessari alla movimentazione delle pale, dei conchi in acciaio delle torri e della navicella dei nuovi aerogeneratori.

Per tutti i tratti della viabilità di sito, che ripercorrono totalmente il tracciato delle strade esistenti (ad

esclusione del brevissimo tratto che collega la pista di sito alla piazzola WTG 02, l'unica che non si colloca su piazzola già esistente), il progetto prevede un adeguamento della sezione con larghezza carrabile di 4.50 m e solo localmente in corrispondenza di alcuni tratti del percorso sarà necessario qualche locale allargamento nel range 4.50-7 m.

**NUOVE PISTE
SEZIONI TIPOLOGICHE
Scala 1:50**



Figura 30: Tipologico adeguamenti viabilità di sito su tracciato esistente

Descrizione sintetica della viabilità per lo smontaggio dell'impianto esistente

Per quanto concerne le valutazioni relative alla fase di dismissione dell'impianto esistente per l'allontanamento degli aerogeneratori esistenti (Enercon E53) dopo il loro smontaggio, la scelta che ne ha garantito la fattibilità è ricaduta sull'utilizzo della SP35 in direzione Bisano. Essendo le dimensioni degli aerogeneratori dell'impianto esistente molto minori, si è scelto di utilizzare la viabilità già predisposta per il trasporto dell'impianto esistente (nel 2008) anche per il trasporto dopo lo smontaggio degli aerogeneratori.

Il percorso individuato è rappresentato dalla mappa sotto riportata ed interessa il tratto della SP35 verso Bisano per poi proseguire sulla SP7 (Valle Torrente Idice).

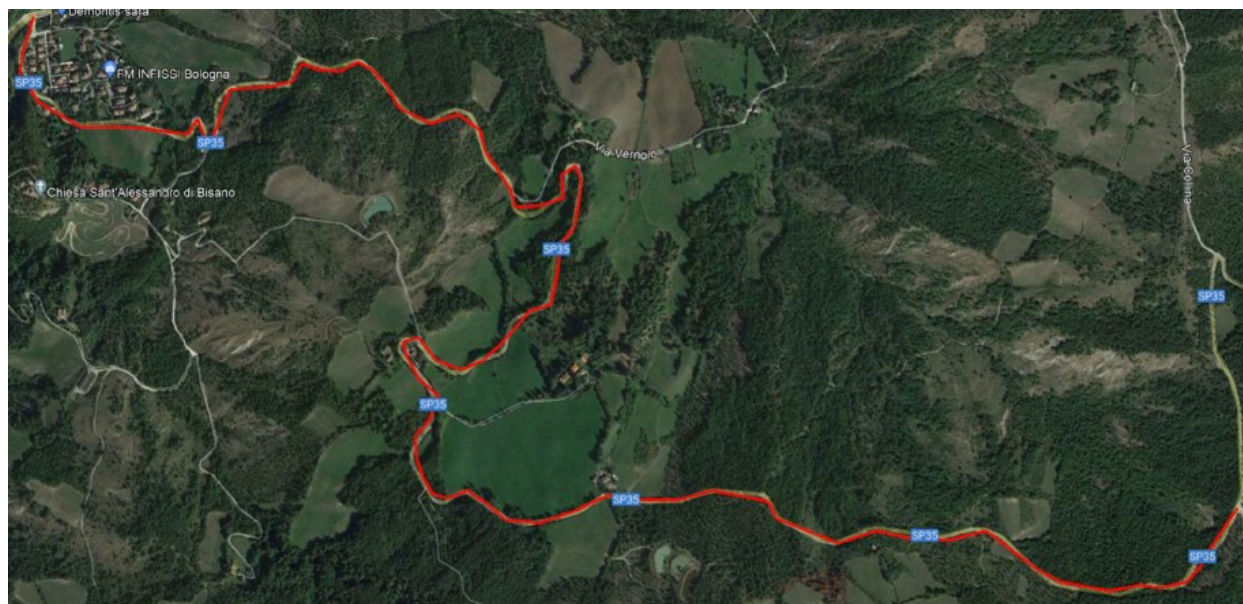


Figura 31: Percorso lungo SP35 - Viabilità per la dismissione dell'impianto esistente.



Figura 32: Percorso particolarizzato con gli interventi individuati lungo la SP35

IL PROGETTO IN SINTESI: la Rete Elettrica di connessione

Vengono descritte sinteticamente le Opere Elettriche di connessione degli Aerogeneratori sino all'Impianto di Utente:

- tracciato linee EE MT da Aerogeneratori a Impianto di Utente
- caratteristiche linee EE MT, dimensionamenti e verifiche

Percorso e posa delle Linee EE MT di Sito e di Connessione

Linee EE MT 20 kV direttamente interamente, posate in parte lungo piste oggetto di allargamento.
La lunghezza complessiva del tracciato di scavo per le linee di sito e di connessione risulta: circa 6500 metri.

La struttura delle linee EE MT di sito (esercite con tensione nominale di 20 kV) destinate all'interconnessione delle 6 macchine e con l'obiettivo di garantirne funzionalità e bilanciamento, è stata assunta in 3 Gruppi così formati:

- WTG01 e WTG04 – Linea 1
- WTG02 e WTG05 – Linea 2
- WTG03 e WTG06 – Linea 3

La scelta di ottimizzazione e riutilizzo delle opere esistenti ha fatto sì che per la connessione tra gli aerogeneratori e di questi con l'Impianto di Utente risultasse appropriato mantenere sia lo stesso tracciato del cavidotto esistente che le due linee elettriche 185 mm² interrate in media tensione attualmente in esercizio, riutilizzandole connesse in parallelo per costituire una delle tre linee del nuovo impianto.

La lunghezza delle linee di sito e delle linee di connessione è indicata nella seguente tabella.

Tabella 12: Riepilogo delle lunghezze delle linee elettriche di sito e di connessione alla Cabina Primaria

LINEE IN SITO	Lunghezza (m)
Linea tra WTG04 e WTG01	1798
Linea tra WTG05 e WTG02	1927
Linea tra WTG06 e WTG03	2423
LINEE DI CONNESSIONE ALLA CP UTENTE	Lunghezza (m)
Linea da WTG01 a CP utente	2989
Linea da WTG02 a CP utente	4412
Linea da WTG03 a CP utente	4039

Le linee EE MT saranno ovviamente interrate per minimizzare l'impatto percettivo. A queste si affiancheranno delle linee in fibra ottica per il telecontrollo dell'Impianto Eolico.

Relativamente alla posa dei cavi, è stata scelta la tecnologia “ad elica visibile” in quanto è quella che minimizza (quasi azzerata) la produzione di campi elettromagnetici.

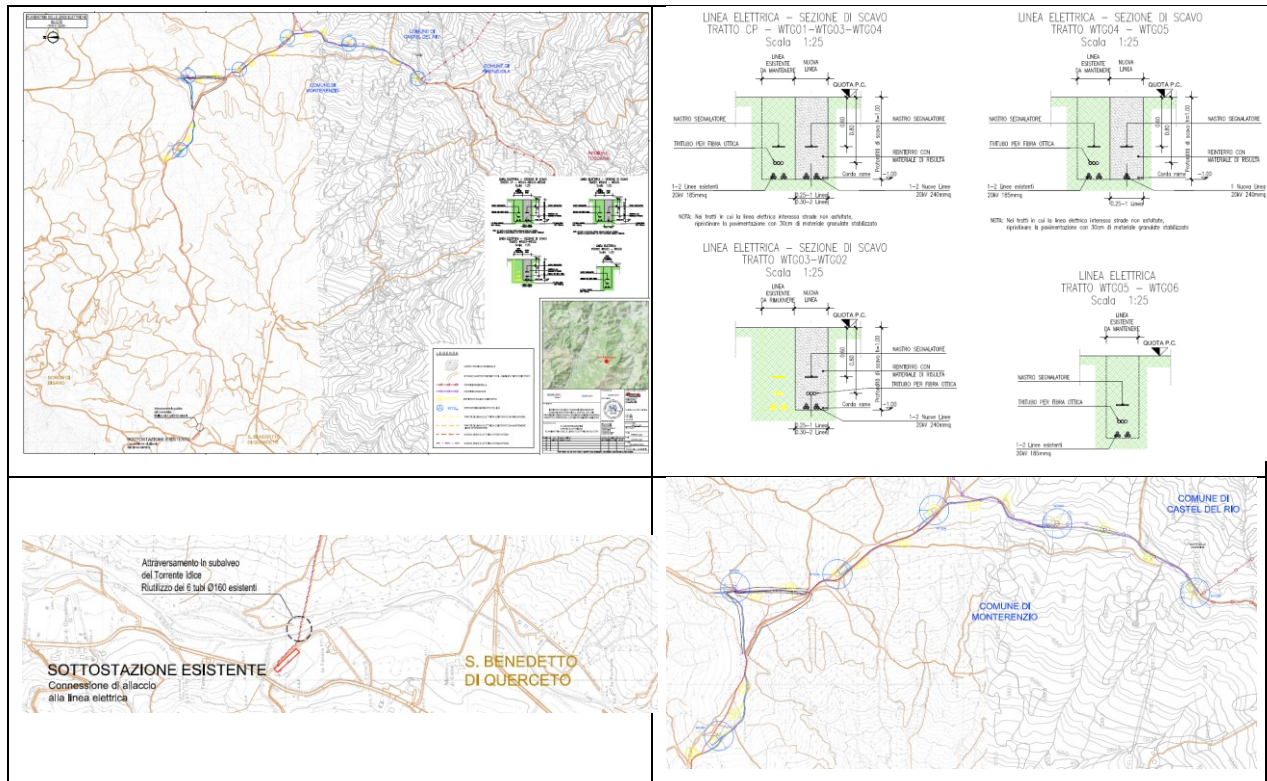
Si ricorda al riguardo che, ai sensi del DM 29/05/2008 tali linee in MT in cavo cordato ad elica sono escluse dalla metodologia di calcolo in quanto costituite da cavi unipolari avvolti reciprocamente a spirale, di conseguenza la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione, dovuta alla cordatura, fa sì che l'obiettivo di qualità di 3 µT sia raggiunto già a brevissima distanza (indicativamente 50 – 80 cm) dall'asse del cavo stesso.

Essendo queste linee posate ad una profondità di almeno 1 m, già a livello del suolo, sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata, si determina una induzione magnetica inferiore a 3 µT. Ciò significa che per tale tipologia di linee non è necessario stabilire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque.

Il tutto come rappresentato negli elaborati:

TPP 071 00 PLANIMETRIA DELLE LINEE ELETTRICHE SU CTR

Di seguito alcuni stralci:

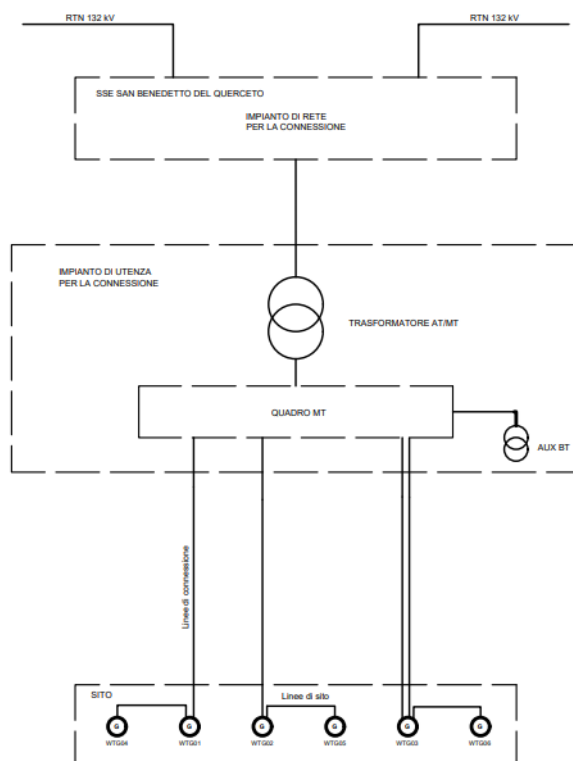


Schema di connessione, tipologia cavi, dimensionamenti e verifiche

Nel caso di analisi con 6 aerogeneratori da 4,2 MW, le perdite elettriche annue sono circa il 3% della Produzione attesa P75 dell'impianto. La Descrizione dettagliata delle linee di connessione, gli schemi elettrici e i calcoli di dimensionamento sono riportati e commentati nell'Elaborato:

RTC 070 00 RELAZIONE DESCRITTIVA DELLE OPERE ELETTRICHE

Di seguito lo schema di connessione:



Le connessioni ed opere elettriche di progetto saranno dunque le seguenti:

- **Linee in cavo a 20 kV di sito:** si tratta delle linee elettriche che realizzano l'interconnessione degli aerogeneratori sul sito eolico.
 - a) collegamento tra WTG01 e WTG04
 - b) collegamento tra WTG02 e WTG05
 - c) collegamento tra WTG03 e WTG06

I cavi elettrici di MT previsti per la realizzazione delle Linee di sito sono unipolari posati ad elica visibile e direttamente interrati. In particolare, questi si distinguono in:

- 3 linee di sezione **185 mm²** per connettere gli aerogeneratori:
 - 1) WTG01 e WTG04;
 - 2) WTG02 e WTG05;
 - 3) WTG03 e WTG06.

Queste linee saranno realizzate riutilizzando le attuali linee di connessione esistenti di sezione **185 mm²** dell'impianto eolico "Casoni di Romagna".

- **Linee in cavo a 20 kV di connessione:** sono le linee elettriche di connessione tra il sito e l'Impianto di Utente. Realizzano i collegamenti dei 3 Gruppi di aerogeneratori con la sezione MT a 20 kV nell'Impianto di Utente.

- Linea di connessione 1: collegamento tra WTG01 e Impianto di Utente
- Linea di connessione 2: collegamento tra WTG02 e Impianto di Utente
- Linea di connessione 3: collegamento tra WTG03 e Impianto di Utente

I cavi elettrici di MT previsti per la realizzazione delle Linee di connessione saranno unipolari posati ad elica visibile e direttamente interrati per la quasi totalità della loro estensione, ad eccezione del corto tratto in corrispondenza dell'attraversamento in subalveo al torrente Idice fino ai quadri MT dell'Impianto di Utente (circa 100 m), dove i cavi sono invece posati all'interno di tubi in PVC di diametro 160 mm annegati in cls e già presenti nella configurazione originale dell'impianto eolico "Casoni di Romagna".

In particolare, questi si distinguono in:

- 2 linee di sezione **240 mm²** per connettere gli aerogeneratori WTG01 e WTG02 fino al subalveo del torrente Idice. Attraverso il sottopasso la sezione di queste 2 linee verrà aumentata a **300 mm²**.
- 2 linee in parallelo di sezione **185 mm²** per connettere l'aerogeneratore WTG03 all'Impianto di Utente. Queste linee in parallelo saranno realizzate riutilizzando le linee di connessione esistenti di sezione **185 mm²** nell'impianto eolico "Casoni di Romagna".
- **Impianto di Utenza per la connessione (Impianto di Utente):** insieme di apparecchiature elettriche presso la quale si attestano le linee di connessione a 20 kV provenienti dal sito e dove, per il tramite di un nuovo trasformatore 132/20 kV, verrà elevata la tensione del sistema allo stesso livello della SSE "San Benedetto del Querceto" di E-Distribuzione.
- **Collegamento a 132 kV tra Impianto di Utente e Impianto di Rete nella SSE:** collegamento in cavo interrato per l'inserimento dell'impianto in antenna sulla RTN, in corrispondenza del punto di connessione (come da impianto esistente).

Il nuovo schema elettrico di connessione dell'impianto eolico alla RTN è riportato nell'elaborato:

TPP	072	00	SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE
-----	-----	----	----------------------------

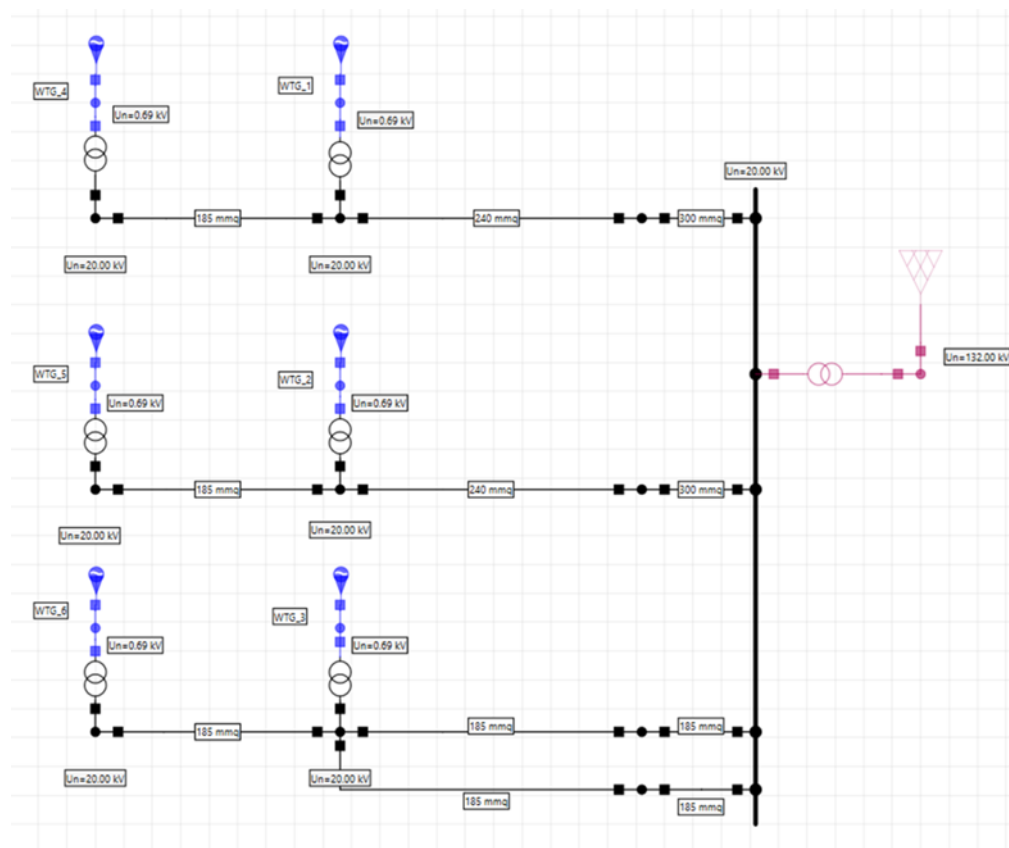


Figura 33: Configurazione impianto eolico "Casoni di Romagna" - Configurazione Repowering

Le perdite elettriche delle linee sono state calcolate, a partire dalle curve di durata calcolate grazie al Micrositing, con il metodo della "Potenza Equivalente":

Tabella 13: Perdite elettriche previste (Vestas V136 da 4,2 MW)

Lay-out analizzato: 6 WTG Vestas V136 4,2 MW					
	Perdite nelle linee (MWh/anno)	Perdite nei TR BT/MT (MWh/anno)	Perdite nel TR MT/AT (MWh/anno)	Totale (MWh/anno)	Totale rispetto alla produzione attesa
Valori	569,46	568,88	234,32	1372,66	2,91%
Perc.	41%	41%	17%	100%	

Le perdite elettriche annue sono poco meno del 3% della produzione attesa.

IL PROGETTO IN SINTESI: Impianto di Utenza e Impianto di Rete per la connessione alla RTN

L'Impianto per la connessione è a sua volta suddiviso in:

- Impianto di Utente: finalizzato ad innalzare la tensione da 20 kV a 132 kV; già realizzata dal Proponente per l'impianto esistente e di proprietà del medesimo;
- Impianto di Rete: finalizzato alla connessione alla RTN.

Le linee di connessione EE MT collegano l'impianto eolico alla RTN tramite un Impianto per la connessione esistente in località San Benedetto del Querceto.

L'Impianto per la connessione è a sua volta suddiviso in:

- Impianto di Utente, per il collegamento in antenna alla Sottostazione Elettrica della RTN, già realizzata dal Proponente per l'impianto esistente e di proprietà del medesimo;
- Impianto di Rete.

L'Impianto di Rete per la connessione in antenna è costituita dallo stallo arrivo produttore a 132 kV nella suddetta stazione "San Benedetto del Querceto".

Di seguito la rappresentazione unitaria di:

- Impianto di Utente;
- Impianto di Rete.

Impianto di Utente

L'Impianto di Utente è costituito dall'insieme degli impianti ed apparecchiature a 20 kV e 132 kV funzionali all'innalzamento della tensione da 20 kV a 132 kV, dal sistema di misura dell'energia prodotta, dal telecontrollo delle apparecchiature elettriche, dal sistema di telecontrollo degli aerogeneratori centralizzato e dalle apparecchiature di connessione del parco eolico al limitrofo Impianto di Rete della RTN attraverso il cavo di alta tensione interrato a 132 kV.

L'Impianto di Utente è già stato realizzato dal Proponente ed è localizzato in corrispondenza di un'area attigua alla SSE esistente in località San Benedetto del Querceto.

Per la nuova connessione è necessario utilizzare un trasformatore di potenza nominale 26/30 MVA. Le dimensioni del trasformatore sono poco superiori a quelle del trasformatore esistente, pertanto risultano sufficienti le attuali dimensioni dell'alloggiamento del trasformatore. Invece è necessario incrementare la capacità della vasca di raccolta olio interrata che attualmente è di 12.5 m³ portandola a circa 20 m³, come riportato nella seguente figura:

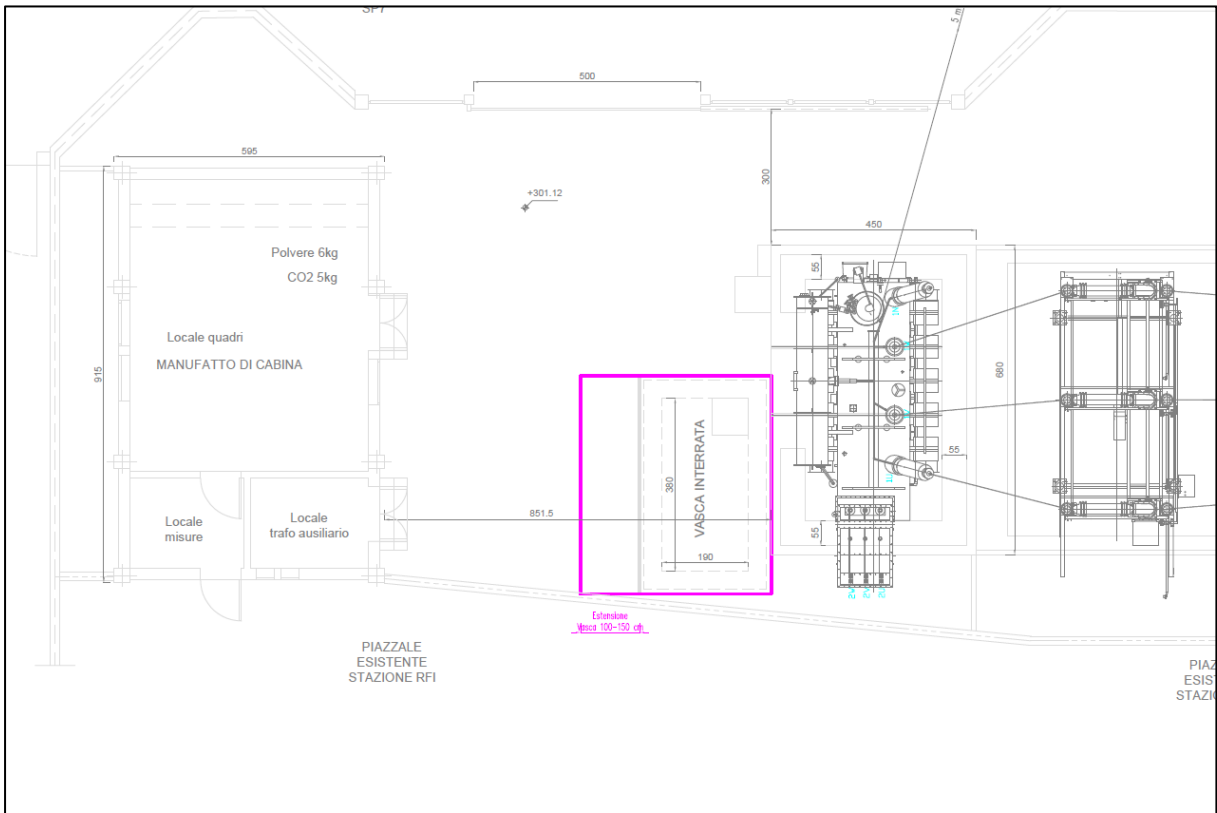


Figura 34: Dettaglio ampliamento vasca olio trasformatore AT/MT

In sintesi, le modifiche relative all’Impianto di Utente dovute al repowering sono:

- aumento volume vasca olio trasformatore AT/MT da 12 m³ a circa 20 m³;
- sostituzione trasformatore AT/MT;
- sostituzione terna trasformatori di corrente in AT;
- sostituzione quadro elettrico di media tensione.

L’Impianto di Utente è rappresentato e descritto negli elaborati:

TPC	073	00	SOTTOSTAZIONE DI CONNESSIONE: PIANTA, SEZIONE E PROSPETTI
RTC	070	00	RELAZIONE DESCRITTIVA DELLE OPERE ELETTRICHE

Di seguito è rappresentato l’Impianto di Utente con l’edificio e le apparecchiature esterne, indicando la Distanza di Prima Approssimazione (DPA) individuata per i campi elettromagnetici. Come si vede è rispettato il valore previsto dall’obiettivo di qualità all’interno dell’area dell’Impianto di Utente, con contenuti sforamenti che possono essere accettabili in quanto non è prevista in queste aree la presenza di aree gioco per l’infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenze della popolazione superiori a 4 ore.

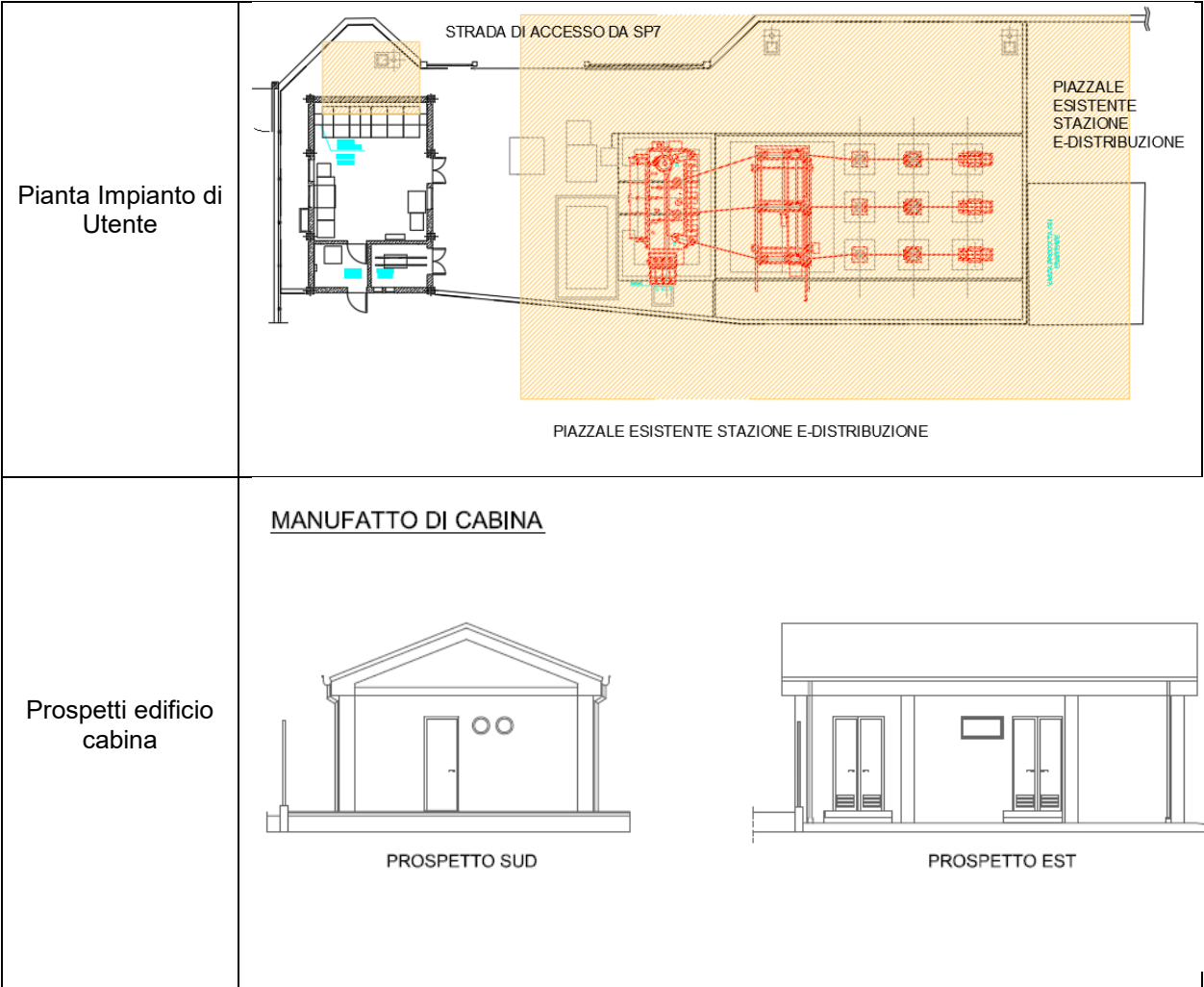


Foto dell'edificio
della cabina



Apparecchiature
di alta tensione
dell'Impianto di
Utente



Impianto di Rete

L'Impianto di Rete comprende le apparecchiature che sono esercite dal gestore di rete per la connessione dell'impianto. L'Impianto di Rete per la connessione, come definito più sopra, è costituito da uno stallo arrivo produttore a 132 kV per il collegamento in antenna dell'Impianto di Utente, tramite un elettrodotto in cavo interrato a 132 kV, questo ultimo facente parte dell'Impianto di Rete.

6. LE FASI DI REALIZZAZIONE: VITA UTILE E DISMISSIONE IMPIANTO

Vita utile delle WTG: stimabile pari a 25 anni di esercizio.

Dismissione Impianto: costi in parte compensati dal riutilizzo dei componenti o eventualmente dal recupero materie prime.

Fideiussione.

LE FASI DI REALIZZAZIONE: Cronoprogramma

Per la peculiarità dell'intervento di repowering, che prevede prima di tutto la dismissione dell'impianto esistente per proseguire con le opere civili ed elettriche preparatorie ed accessorie sino ad arrivare all'installazione del nuovo impianto potenziato, i lavori di realizzazione dell'intervento si prevede possano essere distribuiti ed eseguiti entro un tempo cautelativo di 700 gg. Il Proponente ritiene comunque possibili margini di miglioramento ed ottimizzazione del cronoprogramma allegato dal momento che alcune delle opere possono essere svolte parallelamente e non necessariamente in successione.

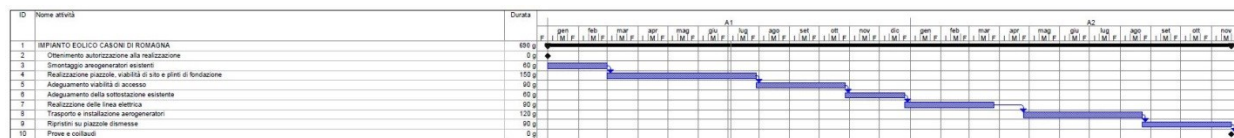


Figura 35: Cronoprogramma indicativo dell'intervento di repowering

LE FASI DI REALIZZAZIONE: Vita utile e dismissione nuovo impianto

Vita Utile

Gli Aerogeneratori hanno raggiunto livelli di affidabilità impensabili sino a 15 anni fa.

Riteniamo che, scegliendo ovviamente Aerogeneratori di primarie ditte costruttrici e scegliendo correttamente i modelli in relazione alle caratteristiche anemologiche del sito, gli Aerogeneratori possano durare in piena efficienza per almeno 25 anni di esercizio.

Considerati i circa 1-2 anni necessari per le attività propedeutiche e per la realizzazione del cantiere, si chiede perciò che la durata della Autorizzazione alla costruzione e all'esercizio sia non inferiore a 27 anni.

LE FASI DI REALIZZAZIONE: Dismissione impianto esistente

La fase iniziale della realizzazione dell'intervento di Repowering prevedrà la dismissione degli aerogeneratori esistenti. Come descritto nei Capitoli precedenti, la progettazione ha posto l'attenzione sulla viabilità a servizio della fase di dismissione e sul ripristino/rimodellamento delle piazzole non riutilizzate per il montaggio degli aerogeneratori del progetto di repowering. Essa rappresenterà una fase fondamentale per la corretta conclusione della vita utile dell'impianto precedente, minimizzandone gli impatti ambientali delle opere residue, e per la corretta preparazione delle opere accessorie necessarie all'implementazione dell'intervento di repowering.

Come da Cronoprogramma indicato nel Paragrafo precedente, si prevede che in primis la fase di dismissione parta dallo smontaggio delle macchine attualmente in funzione, per i quali si prevedono indicativamente 60 gg.

Le opere di ripristino delle piazzole dismesse (non funzionali al nuovo impianto) saranno eseguite alla fine dell'intervento di repowering, assieme alle altre opere di riadattamento e mitigazione relative a quanto non più necessario per il montaggio del nuovo impianto.

Considerati i circa 1-2 anni necessari per le attività propedeutiche e per la realizzazione del cantiere, si chiede perciò che la durata della Autorizzazione alla costruzione e all'esercizio sia non inferiore a 27 anni.

Dismissione Impianto

Al termine della vita utile degli aerogeneratori è necessario procedere al loro smontaggio e dismissione.

Con tutta probabilità, conoscendo le caratteristiche anemologiche del sito, si procederà a richiedere nuova Autorizzazione e quindi alla possibile sostituzione degli aerogeneratori con analoghi nuovi.

Qualora viceversa, per motivi che ad oggi non sono ipotizzabili, si dovesse decidere di procedere allo smantellamento dell'Impianto, si procederà a:

- smontare gli aerogeneratori (i cui principali componenti di solito vengono rigenerati e rimessi in produzione) e trasportarli altrove;
- ri-naturalizzare le piazzole, modulandone i pendii e re-inerbendole.

Sul sito rimarranno perciò, interrati, solamente i plinti, essendo gli stessi del tutto innocui e anzi essendo la ipotetica rimozione più dannosa che utile; questa modalità è, fra l'altro, quella suggerita nelle "Linee Guida" contenute nel DM del MISE del 10/9/2010, Allegato 4, art. 9.

Stima dei costi di dismissione

Lo smantellamento dell'Impianto e il ripristino dei luoghi comportano costi e ricavi. In prima approssimazione i costi:

- costi di smontaggio aerogeneratori: stimati pari a circa 60.000 €/WTG per complessivi 360.000 €.
- costi trasporto aerogeneratori: stimabile pari al costo di trasporto in fase di montaggio (escluso, ovviamente, il trasporto via mare), stimabile a circa 30 k€/WTG, per complessivi 180 k€;
- costo smaltimento materiale non riciclabile: 180 k€.
- opere civili necessarie alla dismissione di movimento terra, risistemazioni e idrosemina, stimabili complessivamente in circa 320 k€.

Nel dettaglio le lavorazioni previste sono:

- Normalizzazione e configurazione dell'area delle piazzole ai fini del montaggio della gru;
- Rinterro dei plinti di fondazione degli aerogeneratori con spessore pari a circa 1m (compresi 30cm di terreno vegetale e inerbimento);
- Dismissione dell'area delle piazzole mediante rimozione dei rilevati realizzati e ritombamento degli scavi effettuati; rimodellazione del terreno;
- Opere di rinaturalizzazione.
- costo, se richiesto, di lievo e smaltimento dei cavi interrati: 70 k€.
- smantellamento CP lato utenza (smontaggio apparecchiature elettriche, demolizione edificio e fondazioni relative): 20 k€.
- altro non conteggiato: 50 k€

Il totale assomma a circa 1.180 k€.

Il costo delle operazioni di cui sopra è spesso recuperato totalmente o quasi totalmente grazie al riuso di diversi componenti, o, nel peggiore dei casi, al recupero dei materiali di valore (ferro e rame) sottratto dei costi di smaltimento di quelli non riciclabili (vetroresina delle pale).

È stato considerato:

- Vendita per riutilizzo degli Aerogeneratori, per un totale di circa 750.000 €.
- Recupero trasformatore: il Trasformatore è stimato in 180.000 €,

Il probabile valore netto del recupero e smaltimento dei materiali è stimabile in 930 k€.

Riteniamo cautelativamente di poter stimare il costo netto di dismissione pari a $+1.180 - 930 = 250$ k€.

A titolo di raffronto si elencano le stime effettuate (e le garanzie fideiussorie offerte) nei 6 impianti di cui Agsm è proprietaria, controllante o socio.

Come si può osservare sono tutte stime superiori a quanto sopra affermato, in quanto in quegli anni risultavano molte meno le esperienze già avvenute di smontaggio e smantellamento.

Tabella 14: Riepilogo stime costo di dismissione e tipologie di garanzia stipulate nei precedenti impianti sviluppati dal gruppo Agsm Aim S.p.A.

Impianto	Regione	n. WTG	Costo dismissione	Fideiussion e stipulata	Tipologia garanzia
Impianto Monte Vitalba	Toscana	6		510.000	Fideiussione Bancaria
Impianto Casoni Romagna	Emilia-Romagna	16		1.110.000	Fideiussione Bancaria
Impianto Carpinaccio	Toscana	17		510.000	Fideiussione Assicurativa
Impianto Riparbella	Toscana	10		981.000	Fideiussione Assicurativa
Impianto Rivoli Veronese	Veneto	4		1.195.000	Fideiussione Assicurativa
Impianto Affi Veronese	Veneto	2		580.000	Fideiussione Assicurativa
Impianto Monte Giego di Villore	Toscana	7	500.000	600.000	Fideiussione Assicurativa

Nel caso specifico, riteniamo che la cifra indicata, pari a circa 250 k€, sia coerente con le valutazioni più recenti su impianti in realizzazione o in corso di progettazione. Si propone comunque di rendere disponibile una garanzia fideiussoria di 500 k€ a copertura della totalità dei costi di dismissione tenendo conto solo parzialmente del recupero dei materiali.

Per la forma di garanzia si propone, in alternativa: fideiussione diretta AGSM AIM ovvero fideiussione Assicurativa di 5 anni rinnovabile automaticamente 3 mesi prima della scadenza (come per le altre fideiussioni assicurative in essere).

Il calcolo più preciso dei costi di dismissione è disponibile all'allegato:

RTC	006	00	PIANO DI DISMISSIONE
-----	-----	----	----------------------

7. CONCLUSIONI

In questo capitolo si riassumono le principali caratteristiche dell'intervento di progetto: a partire da quelle del sito fino ad arrivare alle opere di compensazione ambientale proposte.

Principali caratteristiche del sito:

Il sito presenta:

- Buone caratteristiche anemologiche, oltretutto approfondite dal Proponente negli anni di gestione dell'impianto esistente;
- caratteristiche ambientali contraddistinte da alternanza di aree boschive, aree agricole, praterie praterie da sfalcio, ginepri;
- una orografia non troppo complessa, con versanti caratterizzati nel loro complesso da una modesta acclività con forme dolci ed ondulate;
- in linea generale terreni con proprietà geotecniche uniformi e buone caratteristiche geomeccaniche;
- più opzioni di accessibilità al sito.

Principali scelte progettuali adottate:

Il Progetto è stato sviluppato con attenzioni tali da determinare specifiche scelte tecniche, quali:

- Aerogeneratori di taglia nel range da 3,4 MW a 4,8 MW ciascuno, per un numero di 6 aerogeneratori complessivi, con altezze al mozzo minori o uguali a 99 metri e rotori sino a 138,25 metri
- Lay-out ottimale di Impianto: 6 aerogeneratori disposti ordinatamente
- Minimo utilizzo di nuove aree rispetto a quelle già utilizzate per l'impianto esistente (riutilizzo delle aree già destinate a piazzola di montaggio per l'impianto esistente);
- Scelta della Strada di Accesso al Sito, con soluzione lungo la SP21 (valle del Torrente Sillaro) con un numero di adeguamenti e volumi di scavo minore rispetto alla soluzione lungo la SP7 (valle del Torrente Idice);
- Connessione alla sottostazione già esistente "San Benedetto del Querceto"; la soluzione di connessione evita quindi la necessità di nuove ed impattanti opere per la connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale;
- Cavidotto di collegamento interrato in media tensione a 20 kV: mantenimento del cavidotto esistente di due linee da 185 mm² ed integrazione con 2 nuove linee in cavo di 240 mm² e per un breve tratto di 300 mm² (attraversamento in subalveo al torrente Idice), di lunghezza circa 6,5 km, mantenendo il percorso del cavidotto esistente.

Realizzazione dell'Opera:

Per la peculiarità dell'intervento di repowering, che prevede prima di tutto la dismissione dell'impianto esistente per proseguire con le opere civili ed elettriche preparatorie ed accessorie sino ad arrivare all'installazione del nuovo impianto potenziato, i lavori di realizzazione dell'intervento si prevede possano essere distribuiti ed eseguiti entro un tempo di 700 gg. Il Proponente individua possibili margini di miglioramento ed ottimizzazione del cronoprogramma allegato dal momento che alcune delle opere

possono essere svolte parallelamente e non necessariamente in successione.

La Progettazione esecutiva e le specifiche di gara per gli appalti delle opere e delle forniture potranno essere avviate dopo la fase della AU.

La vita utile dell'Impianto è stimata in 25 anni.

Le operazioni di dismissione dell'impianto e di ripristino del sito presentano un costo stimato di meno di 300 k€, che potranno essere garantiti da fidejussione assicurativa di durata di 5 anni, rinnovabili di volta in volta prima della scadenza.

Misure di compensazione:

Il Proponente prevede la possibilità di mantenere le convenzioni con i Comuni interessati dal progetto ovvero di ridiscuterle in sede di Conferenza dei Servizi nel pieno rispetto delle Linee Guida dettate con D.M. del 10 settembre 2010, con specifico riferimento agli Art. 14.15 e 16.5 e ai criteri di cui all'Allegato 2.

Elementi a supporto della sostenibilità ambientale del Progetto

Si ricorda che il bilancio ambientale del Progetto è senza dubbio positivo su scala globale grazie alla cospicua produzione di Energia da FER relativa al nuovo impianto (47,1 GWh/anno per 6 WTG da 4,2 MW), e alle conseguenti emissioni di CO₂ equivalenti evitate (ca 20.500 tonnellate di CO₂ equivalenti).

Di conseguenza, rispetto alla "Alternativa Zero", ovvero alla non realizzazione del progetto di Repowering, il beneficio dell'intervento consiste pertanto in un incremento della produzione stimata di circa 26,7 GWh annui (circa 11.600 ton CO₂ eq). Inoltre, esso garantisce la restituzione di un impianto completamente ammodernato con componenti che garantiranno prestazioni migliori ed avranno necessità di un minor grado di manutenzione rispetto al mantenimento in funzione delle attuali macchine. L'incremento di produzione stimato risulta essere dunque cautelativo dal momento che non tiene in considerazione il degrado delle prestazioni dell'attuale impianto avvicinandosi alla sua fase finale di ciclo di vita.

Si ricorda che lo Studio Preliminare Ambientale individua complessivamente un impatto globale positivo e impatti locali limitati.

Si conclude questa Relazione ricordando lo spirito generale che ha guidato lo Sviluppo del Progetto: **fare il meglio di quanto possibile.**